Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

STAT

АКАДЕМИЯ НАУК СССР

ПРОБЛЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЧНОГО СТОКА

Выпуск 5

ИЗДАТЕЛЬСТВО АКАДЕМИИ НАУК СССР
Москва · 1952

STAT

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

АКАДЕМИЯ НАУК СССР

СЕКЦИЯ ПО НАУЧНОЙ РАЗРАБОТКЕ ПРОБЛЕМ ВОДНОГО ХОЗЯЙСТВА

ПРОБЛЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЧНОГО СТОКА

Выпуск 5

ИЗДАТЕЛЬСТВО АКАДЕМИИ НАУК СССР
Москва · 1952

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Ответственный редактор проф. *Е. В. Близняк*

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

ПРЕДИСЛОВИЕ

В настоящем сборнике помещается три работы, посвященные различным темам, внешне не имеющим непосредственной связи друг с другом, однако подчиненные единой задаче — ответить на ряд запросов практики водохозяйственного проектирования и строительства, прежде всего на требования великих строек коммунизма и реализации Сталинского плана преобразования природы.

В статье доктора технических наук М. П. Фельдмана «Гарантированные мощности и энергия гидростанций» излагаются результаты его исследований в области энергоэкономического обоснования регулирования речного стока и построения гарантированных годовых режимов использования мощностей гидростанций в энергосистемах.

Автор задался целью проанализировать и выявить предъявляемые энергетикой к гидростанциям требования, которые необходимо положить в основу построения наиболее рациональных как общегосударственного, так и районных энергобалансов. Интересны и теоретические рекомендации автора по рационализации методов энергетического проектирования гидростанций в смешанных энергосистемах.

В связи с быстрым ростом гидроэнергетического звена энергохозяйства СССР и предстоящим вступлением в строй действующих гидроэлектростанций великих строек коммунизма, а также в связи с ежегодным вводом в эксплуатацию многих новых гидростанций, работа М. П. Фельдмана приобретает большую актуальность. Актуальность эта повышается тем, что автору удалось наметить решение ряда весьма насущных гидроэнергетических проблем. Вместе с этим следует отметить, что некоторые положения и предложения автора являются дискуссионными, и не все его рекомендации получили достаточную практическую проверку. Однако не подлежит сомнению, что уже сама постановка вопроса о всемерной рационализации режимов работы ГЭС с целью повышения

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

гарантированных мощностей ГЭС в энергосистемах и повышения качества гидроэлектроэнергии правильна, плодотворна и должна привлечь к себе внимание наших энергетиков.

В статье Л. Т. Федорова «Исследование и расчет максимальных расходов снеговых половодий рек Европейской части СССР» автор оригинально трактует ряд сложных вопросов половодного стока, дает анализ важнейших генетических закономерностей стока и предлагает сравнительно простой метод расчета максимальных половодных расходов.

В этой работе Л. Т. Федоровым дается рекомендация по примерному учету влияния на максимальные расходы половодного стока комплекса агролесокультурных мероприятий — полезащитных лесонасаждений, снегозадержания на полях и травопольных севооборотов,— осуществляемого в степных и лесостепных районах СССР.

Все же следует отметить, что сделанная Л. Т. Федоровым количественная оценка влияния агролесомелиоративных работ на максимальные расходы половодий, из-за недостаточности имеющегося фактического материала, требует дальнейшего обоснования и уточнения.

В статье Я. Ф. Плешкова «Влияние гидрологических ошибок на водохозяйственные расчеты» автор предлагает систему учета гидрологических ошибок.

Рекомендуемые Я. Ф. Плешковым методы и приемы позволяют более точно определять водохозяйственный эффект гидроустановок.

Можно надеяться, что помещенные в настоящем сборнике статьи будут использованы при проектировании гидротехнических сооружений и гидроэлектростанций.

Е. Близняк

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

М. П. ФЕЛЬДМАН

ГАРАНТИРОВАННЫЕ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИЯ ГИДРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Доложено на заседании Ученого совета Секции по научной разработке проблем водного хозяйства АН СССР 14/XII 1950 г.

ВВЕДЕНИЕ

В речи, произнесенной 9 февраля 1946 г. на предвыборном собрании избирателей Сталинского избирательного округа г. Москвы, великий Сталин поставил перед большевистской партией и народами нашей Родины грандиозную задачу построения материально-технической базы коммунизма в СССР.

Товарищ Сталин указал, что в ближайшие 15—20 лет, в интересах дальнейшего и еще более интенсивного развития народного хозяйства нашей страны, необходимо довести ежегодное производство чугуна до 50 млн. т., стали — до 60 млн. т., угля — до 500 млн. т, нефти — до 60 млн. т.

Естественно, что предначертания нашего вождя о строительстве коммунизма определяют и небывалый рост и развитие советского энергетического хозяйства.

В докладе товарища Л. П. Берия, посвященном 34-й годовщине Великой Октябрьской социалистической революции, показано, что электроэнергетическая база социалистического хозяйства развивается гигантскими шагами. В 1951 г. в СССР будет выработано 104 млрд. квт-ч электроэнергии, т. е. почти в 55 раз больше, чем было ее выработано всеми электростанциями старой России до 1913 г. «Только годовой прирост выработки электроэнергии,— говорит товарищ Берия,— составляет у нас в этом году 13 миллиардов киловатт-часов, что превышает в семь раз все производство электроэнергии в дореволюционной России... Общая мощность электростанций и новых агрегатов,

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

вводимых в действие в 1951 г., составит около 3 миллионов киловатт, что, примерно, равно пяти таким крупным электростанциям, как Днепрогэс».

В настоящее время на Волге, Днепре, Дону и Аму-Дарье широким фронтом развернулось строительство величайших в мире энерго-ирригационно-транспортных систем, названных нашим народом великими сталинскими стройками коммунизма. Суммарная мощность всех гидростанций великих строек коммунизма составит более 4,2 млн. квт, а выработка энергии в средний по водности год — 22,5 млрд. квт-ч.

Кроме гидроэнергетических гигантов, в СССР ежегодно сооружаются и вступают в строй действующих предприятий десятки крупных и средних, а также сотни и тысячи малых гидравлических и тепловых электростанций.

Таким образом, электроэнергетическая база советской индустрии и сельского хозяйства растет такими бурными темпами и в таких грандиозных масштабах, каких не знала и не знает ни одна другая страна в мире.

Советские люди научились строить быстро и хорошо. Традицией советского народа стало досрочное выполнение народнохозяйственных планов. Это достигается в результате широкого и умелого использования нашей первоклассной техники, мобилизации всех внутренних ресурсов социалистического хозяйства, совершенной организации труда и технологических процессов.

Характерной особенностью развития энергетического хозяйства СССР является быстрый рост его гидроэнергетического звена. Гидроэлектростанции, по сравнению с тепловыми, имеют весьма выгодные производственно-экономические преимущества. Помимо того, что гидростанции превращают в электрическую энергию энергию водных потоков, непрерывно возобновляемую самой природой, и тем самым сохраняют народному хозяйству огромное количество драгоценного топлива, они дают самую дешевую электроэнергию, на производство которой затрачивается труда в несколько раз меньше, чем на тепловых электростанциях; работа ГЭС поддается полной автоматизации, телеуправлению и контролю.

При общем повышении значения гидроэлектрических станций в энергетическом хозяйстве страны особенно повышается их роль в работе многих наших энергосистем центральных областей СССР.

Гидростанции приобретают огромное значение в смешанных энергосистемах как мощный фактор повышения эффективности их работы и тем самым как фактор получения дополнительного количества энергии, столь необходимой социалистическому хозяйству. ГЭС обладают только им при-

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

сущими маневренностью и совершенством технологии производства электроэнергии, высокой оперативностью использования своих мощностей и т. д.

Рационализация режимов использования мощностей, нагрузок энергосистем электростанций, улучшение взаимодействия гидравлических электростанций с тепловыми — вот далеко не полные внутренние ресурсы нашей гидроэнергетики и энергетического хозяйства в целом.

Поэтому существенно важно рассмотреть вопрос о повышении качества использования действующих и вновь сооружаемых гидростанций и в связи с этим выявить возможности получения дополнительной энергии за счет повышения коэффициента использования водотоков.

Средством повышения энергоотдачи наших электростанций и, следовательно, более интенсивного использования их установленных и располагаемых мощностей является прежде всего рационализация методов регулирования речного стока и режима нагрузок гидроэлектростанций.

Настоящая работа посвящена исследованию некоторых проблем энергетики гидроэлектростанций и методики улучшения их проектирования и эксплуатации. Содержанием работы является энергетическое обоснование характера регулирования речного стока и годового режима использования средних и максимальных мощностей гидростанций.

Большинство вопросов, явившихся предметом данного труда, относится к исследованию гарантированных мощностей гидростанций и характера изменения их во времени.

Высокие темпы освоения гидроэнергетических ресурсов советской страны и грандиозные масштабы строительства новых гидроэлектрических станций обусловливают дальнейшее резкое повышение удельного значения гидроэнергии в общем электроэнергетическом балансе как отдельных районов, так и СССР в целом.

Дальнейшее развитие советской гидроэнергетики несомненно будет характеризоваться требованием повышения зарегулированности мощности гидростанций, выравнивания годового графика отдачи их гарантированных мощностей. Повышение зарегулированности мощности гидростанций главным образом должно осуществляться регулированием стока с помощью водохранилищ. В отдельных случаях ограничение регулирования стока может быть определено: в горных районах страны — топографией речных долин и сейсмологическими условиями, исключающими возможность сооружения высоких плотин, а в равнинных районах — экономической целесообразностью сохранения от затопления объектов большой народнохозяйственной ценности.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Опыт проектирования и имеющиеся, пока еще недостаточно полные, данные [5, 6] показывают, что решение задачи выравнивания мощности гидростанций иными средствами, без регулирования стока, не дает хороших экономических результатов как в отношении энергетического, так тем более комплексного использования водотоков.

При энергетическом использовании водных потоков технически возможно удовлетворительно разрешить задачу гарантированных отдач мощностей гидростанций без годового и многолетнего регулирования стока. Эта задача в данном случае может быть разрешена повышением нормы обеспеченности установленных мощностей ГЭС и сближением среднесуточных $N_{об}$ с рабочими мощностями $N_р$ ГЭС до соотношений, удовлетворяющих требованиям энергетических систем.

Однако такое техническое решение энергетических задач означало бы чрезмерное дробление установленных мощностей гидростанций и сопровождалось бы большими непроизводительными потерями водноэнергетических ресурсов, и вместо одной зарегулированной гидростанции потребовалось бы сооружать две-три и более ГЭС для решения аналогичных по масштабам и назначению энергетических задач. Дробление мощностей гидростанций, не вызываемое масштабами роста энергетических потребностей, обычно экономически невыгодно и, в частности, резко удорожает строительство и эксплуатацию ГЭС.

При комплексном водохозяйственном использовании водных потоков регулирование стока является в большинстве случаев единственным способом рационального решения производственно-экономических задач энерго-ирригационно-транспортных систем. В частности, орошение площадей Заволжья, Прикаспия, юга Украины, Крыма, Сталинградской и Ростовской областей, предусмотренное историческими постановлениями партии и правительства, не может быть осуществлено без сезонного регулирования стока рек Волги, Днепра и Дона.

Таким образом, развернувшиеся работы по выполнению грандиозной Сталинской программы гидроэнергостроительства и нарастающее из года в год увеличение удельного значения гидроэнергетики и водного комплексного хозяйства в экономике нашей страны определяют также характер дальнейшего проектирования и строительства гидростанций. В большинстве районов проектируемые ГЭС должны быть преимущественно зарегулированными и использовать сток рек при сезонном или годовом регулировании. В горных и полугорных районах СССР, где объем сооружаемых водохранилищ ограничивается неблагоприятными природными условиями или если эти условия на

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

отдельных участках рек исключают вообще возможность строительства водохранилищ, недостаточная емкость должна компенсироваться водохранилищами, которые можно соорудить на участках рек с благоприятными топографическими и геологическими условиями. Тогда сооружаемые водохранилища и гидростанции при них должны служить не только регуляторами стока рек, но и электрическими регуляторами гидростанций, расположенных на реках, регулирование стока которых вообще невозможно [16].

Однако регулирование стока рек сопровождается падением уровней верхних бьефов и снижением напоров гидростанций, действующих при регулирующих водохранилищах. Снижение напоров в период сработки водохранилищ может также привести к существенному уменьшению располагаемых мощностей гидростанций.

Из приводимых ниже данных и данных другой нашей работы [10] следует, что колебания располагаемых мощностей гидростанций, обусловленные сработкой водохранилищ, в очень многих случаях могут не совпасть с режимом отдачи гарантированных рабочих мощностей ГЭС, определяемым требованиями энергетических систем.

Вследствие этого возможно:

1) ограничение сработки водохранилищ, снижающее среднюю величину обеспеченной мощности $N_{об}$;

2) снижение расчетного напора, с учетом которого при проектировании определяется пропускная способность ГЭС;

3) разрыв между установленной мощностью гидростанций и полноценно используемой, недублируемой мощностью ГЭС.

Таким образом, один и те же энергетические условия использования водохранилищ, которые делают возможным регулирование стока, приводят также и к отрицательным последствиям, вызываемым сработкой уровней регулирующих водохранилищ. Эти противоречия устраняются повышением пропускной способности ГЭС и созданием каскадов гидростанций на реках.

Указанные выше свойства регулирующих гидростанций могут служить и общей предпосылкой для определения характера дальнейшего совершенствования типов гидротурбин, работающих при переменном напоре.

С ростом удельного веса водохранилищных станций и повышением удельного значения гидроэнергетики в энергетическом балансе страны будет расти число тех случаев, когда пропускную способность ГЭС следует рассчитывать на минимальные или близкие к ним напоры, величина которых весьма отлична от максимальных и средних напоров. Повторяем, что наиболее радикальным способом полного или частичного устранения

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

указанных противоречий, вызываемых регулированием стока, является сооружение каскадов гидростанций на реках с размещением регулирующих водохранилищ в убывающей последовательности вниз по течению.

Энергетические водохранилища на верхних участках рек обычно являются регуляторами для всех нижерасположенных установок. Водохранилища на средних и нижних участках рек создаются по мере необходимости дополнительного регулирования приточности. Нижние и средние ступени каскадов станций регулируют свою мощность частично за счет зарегулированного транзитного расхода, при сравнительно меньших сработках собственных водохранилищ. Поэтому такие ГЭС сохраняют высокие напоры, а следовательно, и большие располагаемые мощности в течение всего периода регулирования речного стока. Таким образом, каскады ГЭС имеют очевидное преимущество перед отдельными зарегулированными станциями. Это преимущество сказывается не только в экономии на объемах водохранилищ, но также и в том, что располагаемая мощность каскада во время сработки водохранилищ относительно более устойчива. Такие возможности позволяют повысить энергетическую эффективность установленных мощностей гидростанций и, следовательно, экономить на стоимости генерирующего оборудования.

При каскадном размещении регулирующих водохранилищ нижние ступени каскада можно широко использовать для нужд орошаемого земледелия.

Важнейшей задачей регулирования стока является повышение гарантированной выработки энергии и наиболее полноценное использование установленных мощностей гидростанций в соответствии с требованиями народного хозяйства.

Минимальные требования, предъявляемые энергетическими системами к гидростанциям в годы маловодья, вызываются необходимостью надежного электроснабжения потребителей при расчетной норме обеспеченности работы ГЭС. Показателями, характеризующими минимальные требования энергосистем к гидростанциям, являются:

1) соотношение между гарантированными средними мощностями и максимально используемой мощностью ГЭС во время наступления годового пика нагрузки системы;

2) соотношение между гарантированной и среднемноголетней выработкой энергии при заданной установленной мощности ГЭС;

3) режим выработки гарантированной энергии и режим располагаемых мощностей ГЭС в течение года.

В данной работе выявлена зависимость этих показателей от характера нагрузки системы, длительности планового про-

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

стоя оборудования при производстве профилактических ремонтов, от структуры системы и роли ГЭС в ней, а также от постоянного попуска воды в нижний бьеф, обусловленного требованиями производственного режима неэнергетических водопользователей.

Разработана методика расчетов для количественного определения требований, предъявляемых к ГЭС, применимая для достаточно большого числа случаев, характерных для энергетики СССР. Для конкретизации этих требований и получения некоторых обобщаемых данных составлена серия типовых характеристик гидростанций. Последние построены в зависимости от разных режимов нагрузки систем и удельных значений в них гидростанций.

Составленные типовые графики выражают режим работы и характер изменения коэффициента зарегулированности ГЭС по мощности, при которых система может сводить свой энергетический баланс без дефицита. При этом было принято, что в смешанных системах гидростанции занимают в маловодные периоды пиковую часть графика нагрузки, т. е. их электроэнергия вливается в график системы, начиная с пика.

Таким образом, работа в целом является энергетическим обоснованием параметров регулирующих водохранилищ, обеспечивающих полноценное использование гидростанций в системах.

Выявленные в работе соотношения между установленной и обеспеченной средней мощностью ГЭС определяют необходимые масштабы регулирования: объем, глубину и режим сработки водохранилищ.

Соотношения между указанными параметрами и гарантированный режим отдачи мощностей ГЭС определяют также и пропускную способность ГЭС ($Q_г$), а следовательно, габариты зданий, параметры и число турбин, при которых обеспечивается соответствие во времени между потребными и располагаемыми мощностями гидростанций.

В последней главе IX приведены аналитические зависимости и соответствующие графики, необходимые для определения целесообразности дополнительных затрат по компенсации потерь мощностей регулирующих ГЭС, обусловленных снижением напора при сработке водохранилища, а также для определения целесообразности использования сезонной (дублируемой) мощности ГЭС.

Автор приносит благодарность заслуженному деятелю науки и техники, проф., докт. техн. наук Е. В. Близняку за редактирование работы, проф., докт. техн. наук Т. Л. Золотареву и канд. техн. наук Б. Л. Эрихману за критические замечания и советы, которые были ими даны при чтении рукописи.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Автор выражает также свою признательность редактору издательства Н. М. Тихомирову за весьма ценные указания, которые были сделаны, и за оказанную помощь при редактировании работы.

Условные обозначения

$N''_{\text{с}}$ — наибольшая располагаемая мощность системы.

$N_{\text{об}}$, $(N_{\text{гар}})$ — обеспеченная (гарантированная) среднесуточная мощность гидростанции за период t.

N'' — то же, для максимальной мощности, используемой в системе.

$N_{\text{р}}$ — обеспеченная (гарантированная) рабочая мощность гидростанций, используемая для покрытия суточных (месячных) максимумов нагрузки.

$N_{\text{р.XII}}$ — то же, в декабре во время покрытия годового максимума нагрузки системы $P''_{\text{XII}} = P''_{\text{год}}$.

$N_{\text{пост}}$ — постоянная мощность гидростанций.

$N_{\text{рп}}$ — располагаемая мощность гидростанций.

$N_{\text{у}}$ — установленная мощность гидростанций.

$N_{\text{з}}$ — заменяемая гидростанцией мощность в системе.

$x_{\text{г}}$ — удельная составляющая гидростанций по мощности в покрытии годового максимума системы:

$$x_{\text{г}} = \frac{N_{\text{р.XII}}}{P''_{\text{XII}}} \quad \text{и} \quad x_{\text{г}} = \frac{N''_{\text{XII}}}{N''_{\text{с}}}.$$

$x_{\text{т}}$ — то же, для тепловых станций.

$\alpha_{\text{з}}$ — коэффициент заменяемой мощности.

α_N — коэффициент зарегулированности мощности.

a_{VI}, a_{XII} — отношения суточной к годовой осветительной нагрузке, соответственно в июне и декабре.

E_{VI}, E_{XII} — то же, для промышленной нагрузки.

h — число часов использования максимума нагрузки.

$h_{\text{ср}}$ — глубина сработки водохранилища.

H — напор; Q — расход.

t — продолжительность ремонта агрегата в долях месяца или года.

t, $T_{\text{рег}}$ — период регулирования стока в месяцах.

τ — порядковый номер месяца календарного года.

P — абсолютная величина нагрузки системы с учетом прироста.

P_0 — то же, без учета прироста.

$\overline{P}$ — абсолютная величина средней нагрузки системы.

$\overline{P}_{\text{п}}$ — то же, для пиковой части.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

P'' — абсолютная величина максимальной ординаты суточного графика нагрузки системы.

$P''_{п}$ — то же, для пиковой части.

m — показатель суточной нагрузки: $m = \dfrac{P''_{п}}{\overline{P}_{п}}$.

p — годовые издержки производства, не зависящие от выработки энергии, выраженные в долях единицы.

$p''_{VI.0}$, $\overline{p}_{VI.0}$ — относительное значение нагрузки в июне соответственно по максимальной мощности и по энергии (по средней мощности).

p' — относительное значение минимальной нагрузки в долях максимума.

R — половина ординаты провала нагрузки, без учета прироста:

$$R'' = 0{,}5\,(P''_{XII.0} - P''_{VI.0}) \text{ и } \overline{R} = 0{,}5\,(\overline{P}_{XII.0} - \overline{P}_{VI.0}).$$

r," $\overline{r}$ — то же в относительном выражении в долях декабрьской нагрузки соответственно для мощности $R''/P''_{XII.0}$ и энергии $\overline{R}/\overline{P}_{XII.0}$.

n — приращение нагрузки за месяц.

φ — коэффициент присоединенной нагрузки в системе.

k — показатель роста нагрузки за год: $k = \dfrac{P''_{XII}}{P''_{XII.0}}$; капиталовложения.

$K_{см}$ — коэффициент сменности промышленной нагрузки.

z — осветительная составляющая нагрузки системы по энергии.

$F_{пр}$ — площадь провала нагрузки.

F_{c}, F_{m} — площадь ремонта соответственно для системы и для тепловых станций.

δ_{c} — коэффициент суточной нагрузки системы.

$\sigma_{н}$, $\sigma_{мн}$ — соответственно коэффициенты недельной и межнедельной неравномерностей нагрузки системы.

$\sigma_{м}$, $\sigma^{г}_{м}$ — соответственно коэффициенты месячной неравномерности нагрузок системы и гидростанций.

$\sigma''_{год}$, $\overline{\sigma}_{год}$ — соответственно коэффициенты годовых неравномерностей месячных максимумов нагрузки и месячных выработок энергии систем.

$\sigma''_{год.\,г}$, $\overline{\sigma}_{год.\,г}$ — то же для гидростанций.

u — переменная составляющая издержек производства (топливная составляющая) на 1 квт-ч выработки.

T — расчетный период эксплуатации (годы).

$Э_{об}$ ($Э_{гар}$) — обеспеченная (гарантированная) выработка энергии ГЭС.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Индексы

г, ГЭС — гидроэлектростанция.
т, т, ТЭС — теплоэлектростанция.
д — дополнительная.
з — заменяемая.
τ — время, порядковый номер месяца, от 1 до 12.
п — пик.
об — обеспеченная.
0, ( )$_0$ — без учета прироста нагрузки.
″ — максимум,
′ — минимум.
— —средняя.
пр — прочие.
гар — гарантированная.
р — рабочая.
э — энергия.
N — мощность (максимальная мощность).
м — месяц.
с — {сутки. {система.
у — установленная.
к.— водохозяйственный комплекс.

Глава I

НАЗНАЧЕНИЕ ВОДОХРАНИЛИЩ ГИДРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Широкое освоение водных ресурсов, осуществляемое в СССР, как правило, имеющее комплексный характер, и повышающийся удельный вес гидроэнергии в общем электроэнергетическом балансе страны обусловливают необходимость регулирования стока рек.

Выравнивание стока рек, приспособление режима водотоков к сезонным и суточным неравномерностям энергетических нагрузок, а также к требованиям других водопользователей являются важнейшими задачами регулирования стока. Основное назначение водохранилищ заключается в том, чтобы рационально преобразовать естественный режим рек и преодолеть природные недостатки водотоков и тем самым планово использовать водные ресурсы в интересах социалистического хозяйства.

Вся хозяйственная деятельность в СССР направляется государственным планом. Нарушение плана в отдельных отраслях хозяйства отражается в той или иной степени на общем балансе материалов, производимых в стране.

Поэтому водохранилища предназначаются в первую очередь для того, чтобы повысить обеспеченную отдачу водотоков, позволяющую надежно планировать развитие всех отраслей водного хозяйства.

Наряду с этим водохранилища повышают степень использования водных ресурсов, что способствует повышению среднемноголетней выработки гидроэнергии и, следовательно,— экономии топлива в смешанных энергосистемах. Водохранилища способствуют также и улучшению режима работы тепловых

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

станций и тем самым повышению экономичности эксплуатации энергосистемы в целом. Однако перечисленные выше задачи, взятые вместе, имеют все же второстепенное значение и решаются водохранилищами попутно с основной и главной задачей, определяемой перераспределением стока во времени и приспособлением его к режиму производственной деятельности водопользователей.

Нарушение плана электроснабжения, вызываемое в маловодные годы дефицитом гидроэнергии в системе, наносит экономический урон народному хозяйству. Последний выражается не только в материальном ущербе, который непосредственно терпят потребители, недополучившие энергию в эти годы. Более существенным последствием может явиться нарушение народнохозяйственного материального баланса, предусмотренного государственным планом.

Непосредственный материальный ущерб, причиняемый производственным потребителям недополучением электроэнергии в период маловодья, сокращающим вследствие этого объем продукции, измеряется потерями, обусловленными непроизводительным использованием основных фондов и рабочей силы и, частично, порчей сырья. Однако, при существующем в СССР разделении труда между отдельными отраслями производства и внутри их нарушение плана отдельных предприятий в течение периодов маловодья может сказаться в той или иной степени на многих других звеньях промышленно-производственного комплекса. Недовыработка на одних предприятиях, производящих средства производства, может привести к сокращению выработки продукции на других предприятиях, взаимосвязанных друг с другом. Следовательно, при отсутствии резервов (переходящих запасов продукции), недовыработка продукции на предприятиях, недополучивших энергию, приводит к нарушениям народнохозяйственного баланса.

Естественно, что чем более разветвлены связи между различными отраслями производства и отдельными их предприятиями, тем бо́льшим будет суммарный материальный ущерб при недодаче энергии некоторым из них.

Из этого следуют выводы о значении надежности электроснабжения и, в частности, в отношении выбора величины расчетной обеспеченности для гидростанций. Этим положением также аргументируется основное назначение регулирующих водохранилищ, заключающееся в увеличении гарантированной отдачи гидростанций с целью повышения надежности электроснабжения системой в целом.

В специфических для энергетического хозяйства условиях, когда режим электрической нагрузки меняется как в течение больших (год), так и малых отрезков времени (сутки), система

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

станций должна всегда располагать требуемыми мощностями и ресурсами для полного удовлетворения запланированных потребностей в энергии.

Графики электрических нагрузок выражают изменение потребностей в энергии во времени и отвечают условиям, принятым в расчет при определении производственного задания по выпуску продукции. К этим требованиям должен быть, в первую очередь, приспособлен режим отдачи энергии и мощности регулирующих гидростанций. Поэтому регулирующие станции должны располагать не только гарантированными среднесуточными, но и рабочими мощностями для покрытия максимумов нагрузки.

Несоответствие во времени между гарантированными средними и максимальными мощностями гидростанций нарушает план отдачи энергии и мощности системой в целом.

Аккумулированная водохранилищами энергия используется для повышения гарантированного минимума отдачи гидростанций. Гарантируемый минимум отдачи гидростанций вместе с наибольшей возможной отдачей тепловых станций системы служит основой для определения плана электроснабжения народного хозяйства. Гарантируемый минимум гидростанций выражается обеспеченными среднесуточными $N_{об}$ и рабочими $N_р$ (располагаемыми $N_{рп}$) мощностями, являющимися во времени переменными величинами, соответствующими потребностям энергетической системы.

На гидростанциях, где сезонное или многолетнее регулирование стока сочетается с суточным регулированием, размеры обеспеченных рабочих мощностей $N_р$ не совпадают с величинами среднесуточных мощностей станций $N_{об}$ и всегда превышают их. Повышение обеспеченного минимума ГЭС означает рост как их средних $N_{об}$, так и рабочих мощностей $N_р$. Увеличение одной только средней мощности $N_{об}$ (обеспеченной выработки энергии) без соответствующего роста рабочих мощностей указанных типов станций не является полноценным показателем эффективности регулирования.

Односторонее использование водохранилищ, обусловливающее только повышение выработки гидроэнергии в маловодные периоды и приспособление гидростанций к необходимому режиму отдачи энергии, является недостаточно эффективным и не отвечает основному назначению водохранилищ. Полноценный энергетический эффект при регулировании стока достигается тогда, когда, наряду с повышением обеспеченной выработки энергии в маловодные периоды, происходит также рост обеспеченных рабочих (и располагаемых) мощностей ГЭС, отвечающих во времени требованиям системы. Важнейшим показателем, выражающим энергоэкономическую эффективность во-

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

дохранилищ, является величина заменяемой мощности ГЭС $N_з$.

В смешанных системах заменяемой является та мощность конденсационных тепловых станций, необходимость в которой отпадает при использовании гидростанции. Величина заменяемой мощности $N_з$ определяется на основе годового баланса рабочих и резервных мощностей системы. Величина $N_з$ является разностью между наибольшей потребной мощностью системы (рабочей и резервной), при покрытии годового максимума $N''_с$, и наибольшей мощностью тепловых станций $N''_т$, необходимой в течение маловодного года расчетной обеспеченности:

$$N_з = N_с'' - N_т''.$$

Основное назначение водохранилищ, следовательно, заключается не только в повышении обеспеченной выработки энергии ГЭС, но также и в повышении величины рабочей $N_р$ (располагаемой $N_{рп}$) мощности, определяющей размер заменяемой гидростанциями мощности $N_з$ в энергосистеме. Использование водохранилищ, способствующее только росту энергоотдачи в маловодные периоды, не обеспечивая вместе с тем повышения величины заменяемой мощности, не отвечает в полной мере основному энергетическому назначению водохранилищ. Полноценное использование водохранилищ по энергии и мощности предопределяет в основном оптимум экономической эффективности энергетического регулирования стока.

Величина заменяемой мощности $N_з$ и характер изменения ее в зависимости от степени регулирования стока являются важнейшим фактором, влияющим на выбор оптимальных параметров водохранилищ и ГЭС: подпорной отметки, емкости, глубины и режима сработки водохранилищ, расчетного напора и числа турбин.

Особенно велико значение величины заменяемой мощности $N_з$ для тех гидростанций, где регулирование стока осуществляется в неблагоприятных природных условиях, сочетающихся с большими затоплениями хозяйственных объектов, и где, следовательно, сооружение водохранилищ вызывает большие единовременные затраты. В этих условиях экономическая эффективность регулирования во многом будет определяться соотношением между максимальной мощностью и обеспеченной средней мощностью ГЭС.

Соблюдение основного правила электроснабжения потребителей, гарантирующего выполнение государственного задания по выпуску продукции, требует иногда отступления от изложенных выше положений. Имеются в виду те случаи, когда сочетаются неблагоприятные обстоятельства для выполнения

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

плана электроснабжения потребителей: наступление маловодного года и отсутствие достаточного количества топлива в энергосистеме.

Следовательно, имеются в виду такие случаи, когда реальные потребности в электроэнергии не могут быть удовлетворены в течение некоторого времени из-за недостатка энергетических ресурсов в системе. В этих условиях нужно стремиться к максимально возможной выработке энергии с тем, чтобы довести ее дефицит до минимума. При этом допустимо снижение максимума и уплотнение графиков нагрузки. В этих случаях, возможно, наибольшая выработка энергии гидростанциями, даже за счет снижения располагаемой мощности, является наиболее правильным решением.

Этому критерию должно быть временно подчинено энергетическое использование водохранилищ: режим и глубина сработки водохранилищ, а также режим суточного регулирования расхода ГЭС. С изменением обстановки и восстановлением соответствия между энергетическими потребностями района и располагаемыми возможностями энергетической системы должен быть видоизменен и временный критерий $Э_г = max$ и реализован приведенный выше принцип использования водохранилищ.

К основным задачам, решаемым регулирующими ГЭС, относится также образование резервных емкостей в водохранилищах.

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей энергетические системы должны располагать резервами мощности и энергии. При проектировании новых станций исходят из условия нормального электроснабжения и создания необходимых резервов мощностей и энергии. Однако в процессе эксплуатации могут встретиться случаи, когда в системах временно возникает дефицит мощности. Тогда, во избежание отключения потребителей и срыва народнохозяйственного плана, система должна располагать резервом энергии (резервом топлива или резервом емкости водохранилищ). При авариях агрегатов станций или возникновении аналогичных явлений система в состоянии сохранять баланс энергии путем использования резервов энергии. При этом для некоторых производственных потребителей временно устанавливается особый режим электроснабжения, и график нагрузки системы в целом уплотняется. Естественно, что осуществление этих мероприятий наносит некоторый ущерб потребителям энергии, тем не менее все же сохраняется возможность выполнения народнохозяйственного задания по выпуску продукции.

Значение резерва энергии, создаваемого на гидростанциях сезонного и многолетнего регулирования, позволяет рассматривать образование резерва емкости как основную функцию водохранилища.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Таким образом, резюмируя сказанное, можно утверждать, что основное назначение водохранилищ заключается в следующем:

1. Перераспределение стока во времени и повышение гарантированной энергетической отдачи гидростанций, с учетом производственных режимов основных водопользователей. Зарегулированный водохранилищами сток реки и гарантированная энергоотдача служат основой для государственного планирования выработки гидроэнергии и хозяйственно-производственной деятельности водопользователей.

2. Повышение качества установленных мощностей на гидростанциях, достигаемое перераспределением во времени обеспеченных мощностей ГЭС.

3. Увеличение заменяемой гидростанциями мощности в энергосистеме, являющейся важнейшим фактором эффективности энергетического регулирования.

4. Там, где временно возникает дефицит энергии в системе, основной задачей использования водохранилищ является получение наибольшего количества гидроэнергии.

5. Более полное использование водных ресурсов и улучшение экономики эксплуатации смешанных систем.

Повышение среднемноголетней выработки регулирующих ГЭС и степени использования водотоков достигается в результате ежегодных сработок водохранилищ. Выработка гидроэнергии зависит не только от емкости водохранилища, но и от соответствующей глубины его сработки и режима использования водотока.

Сработка водохранилища, снижающая напор регулирующей ГЭС, уменьшает энергетический потенциал естественного стока, пропускаемого через станцию. Однако на гидростанциях, расположенных каскадом ниже водохранилищ, не сказывается падение напора регулирующих ГЭС. Таким образом, общий баланс выработки гидроэнергии, при наличии водохранилищ, зависит от глубины сработки и величины полезной их емкости, от размера естественного стока, пропускаемого через ГЭС, от снижения напора регулирующей установки и от суммарного напора каскада ГЭС.

В годы повышенной водности гидростанции и системы в целом располагают дополнительными энергетическими ресурсами сверх тех, которые нужны для удовлетворения энергетических потребностей, определяемых народнохозяйственным планом. В такие годы возможно более рационально использовать энергоресурсы систем. Критерием рационального их использования служит минимум издержек производства по системе, определяемый в смешанных системах наименьшим расходом топлива.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Дополнительная выработка на ГЭС в годы повышенной водности приводит к сокращению выработки энергии на ТЭС. Производство максимально возможного количества гидроэлектроэнергии еще не является показателем наилучшего использования водохранилищ и гидростанций в смешанных системах, если при этом не достигается максимум экономии топлива. Таким образом, задача сводится к тому, чтобы в такие годы выбрать режим сработки водохранилищ и работы ГЭС, который обеспечил бы минимальные расходы топлива.

Наиболее эффективное решение обусловливается комплексом природных, технических и эксплуатационных факторов. При выборе оптимального режима работы ГЭС в энергосистеме следует считаться с ограничениями, определяемыми надежностью эксплуатации оборудования: минимум загрузки действующих крупных агрегатов ТЭС, зона кавитационных явлений для гидроагрегатов, а также режимом выработки электроэнергии теплоэлектрическими станциями по тепловому отбору. Рекомендуемые методы [11, 12, 13, 14, 15] для выбора оптимального режима пока технически недостаточно совершенны, в особенности для ГЭС переменного напора.

Итак, дополнительное назначение водохранилищ заключается в повышении выработки регулирующих и регулируемых станций с целью максимально возможной экономии топлива и снижения себестоимости энергии, вырабатываемой системой. Сопоставляя разные режимы и глубины сработки водохранилищ в зависимости от годовых объемов стока, мы должны выбрать такие из них, которые отвечают как основному, так и дополнительному назначению водохранилищ. Когда же такое сочетание невозможно, режим использования водохранилищ будет зависеть от состояния электроэнергетического баланса. В нормальных условиях, когда нет дефицита в энергии, оптимальное решение задачи определяется условиями получения максимально возможных величин обеспеченных среднесуточных $N_{об}$ и замещаемых мощностей $N_з$.

Это решение является оптимальным не только по условиям надежности электроснабжения, но и по условиям достижения наибольшей экономической эффективности энергетического регулирования стока.

Требования, предъявляемые к регулированию речного стока, и принципы использования водохранилищ зависят от разнообразных факторов. Многие из этих факторов весьма изменчивы и отражают колоссальные сдвиги, происходящие в нашей стране в результате широкого развития социалистической экономики и культуры, преобразующего воздействия советского общества на природные условия СССР и беспримерного размаха гидроэнергетического строительства.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

К таким с изменяющейся характеристикой факторам относятся:

Структура водохозяйственных комплексов, которая меняется с появлением в ней новых компонентов или в результате изменения их удельного веса в общем водном балансе.

Структура и режим электрических нагрузок энергосистем, отражающие изменения удельного веса и режима нагрузки отдельных составляющих электроэнергетического баланса. Закономерности электрических нагрузок систем, естественно, периодически будут видоизменяться в соответствии с экономическим развитием СССР в целом и отдельных районов.

Удельный вес гидроэнергии, прогрессивно растущий как во многих районах, так и в общем энергетическом балансе страны.

Переход от изолированного использования отдельными гидростанциями к широкому использованию водотоков и водохранилищ каскадами ГЭС. Сооружение каскадов станций и образование подпертых бьефов существенно меняет характер воздействия нижних бьефов на режим работы ГЭС и на условия судоходства.

По мере роста комплексного использования гидроресурсов страны и степени регулирования водотоков в общем плане социалистического преобразования природы будет меняться гидрологический режим рек.

Со временем будут совершенствоваться типы и характеристики гидроэнергетического оборудования применительно к условиям регулирования.

Естественно, что в соответствии с этими изменениями должны будут меняться принципы и правила использования водохранилищ.

Поэтому при проектировании новых регулирующих станций необходимо базироваться не только на современных эмпирических данных, но и на правильном учете технико-экономического развития СССР; на анализе всех тех существенных изменений естественноисторической обстановки, какие внесены социалистическим преобразованием нашей страны, вступившей в эпоху построения материально-технической базы коммунизма.

Более того, за годы существования советского строя наша наука накопила огромный новый материал о закономерностях климата и гидрологии рек нашей страны, позволяющий сформулировать принципиально новые теоретические концепции в области изучения и использования водных ресурсов для преобразования природы; концепции, опирающиеся на познавательные методы диалектического материализма и позволяющие радикально усовершенствовать как методы научного исследования, так и расчетно-теоретические приемы.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Достижения советской науки и практики в области гидроэнергетики непрерывно совершенствуют методы проектирования и эксплуатации ГЭС. В настоящее время советская гидроэнергетика располагает достаточными возможностями как для разработки более совершенных методов расчета, так и для широкого научно-теоретического обобщения эмпирических материалов.

Глава II

ПОКАЗАТЕЛИ ГАРАНТИРОВАННЫХ МОЩНОСТЕЙ И ЭНЕРГИИ ГИДРОСТАНЦИЙ

В предыдущей главе сформулированы положения, определяющие назначение водохранилищ. Основное их назначение заключается в том, чтобы повысить гарантированную отдачу гидростанций и приспособить режим водотока к производственному режиму водопользователей.

В этой и последующих главах исследуются количественные показатели и режим отдачи гарантированных мощностей и энергии ГЭС, определяемые требованиями энергосистем, исходя из условия бесперебойности электроснабжения потребителей и надежности эксплуатации всех элементов системы. Исследуются суточные, месячные и годовые режимы отдачи названных гарантированных величин и определяются соотношения между гарантированными средними и максимальными (недублируемыми) мощностями ГЭС, т. е. между $N_{об}$ и $N'' = N''_{хп}$, позволяющими системе в целом в годы расчетной обеспеченности построить энергетический баланс без дефицита.

«Обеспеченная мощность» — это минимум отдачи гидростанций, обусловленный возможностями ГЭС при определенной норме обеспеченности. «Гарантированная мощность» — это минимум отдачи гидростанций, определяемый требованиями энергетической системы, при заданной установленной мощности ГЭС.

Минимум отдачи отвечает условиям надежности электроснабжения и использования мощности ГЭС без дублирования.

Если в маловодные годы ГЭС не располагают такими возможностями, то система в целом не может без дублирования мощностей удовлетворить энергетические потребности, соответствующие плану развития народного хозяйства в районе действия энергосистемы.

Гарантированный режим и относительные величины минимальной отдачи гидростанций выражаются следующими показателями:

1) Коэффициентами неравномерности отдачи гарантированных величин гидростанций, к которым относятся:

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

а) коэффициент годовой неравномерности отдачи гарантированных, максимальных N'' мощностей гидростанций $\sigma''_{\text{год. г}}$, являющийся отношением средней за год максимальной мощности $N''_{\text{ср}}$

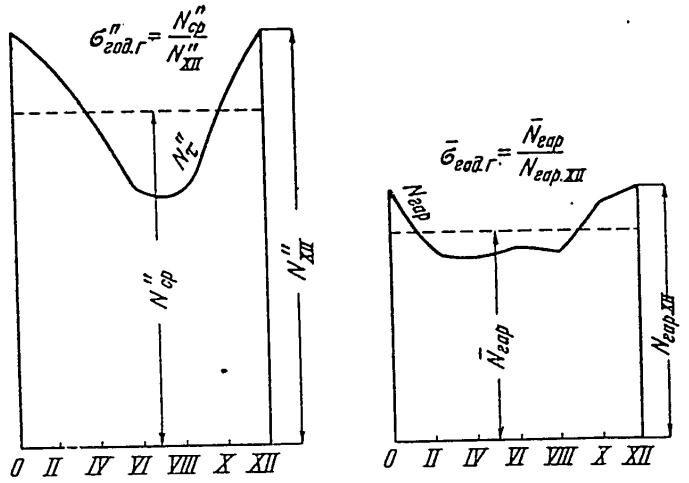

Рис. 1. Коэффициенты годовой неравномерности гарантированных мощностей ГЭС.

ГЭС к наибольшей, обычно декабрьской, мощности ГЭС N''_{XII}:

$$\sigma''_{\text{год. г}} = \frac{N''_{\text{ср}}}{N''_{\text{XII}}} = \frac{\sum^{12} N''_{\tau}}{12 N''_{\text{XII}}} \quad \text{(см. рис. 1);}$$

б) коэффициент годовой неравномерности отдачи гарантированных месячных выработок энергии ГЭС $\bar{\sigma}_{\text{год. г}}$, являющийся отношением среднемесячной за год выработки ГЭС к выработке ГЭС за декабрь:

$$\bar{\sigma}_{\text{год. г}} = \frac{\bar{\vartheta}_{\text{гар}}}{\vartheta_{\text{гар. XII}}} = \frac{\sum^{12} \vartheta_{\text{гар}}}{12\, \vartheta_{\text{гар. XII}}},$$

или что то же:

$$\bar{\sigma}_{\text{год. г}} = \frac{\bar{N}_{\text{гар}}}{\bar{N}_{\text{гар. XII}}}.$$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

2) Кривыми распределения месячных выработок энергии $Э_{гар}$ и максимальных мощностей $N_{р.т}$ и $N''_т$ в течение календарного года.

3) Коэффициентом зарегулированности мощности гидростанций α_N, являющимся отношением средней гарантированной мощности ГЭС $\overline{N}_{гар}$ за какой-нибудь период $T_{рег}$ к наибольшей рабочей мощности ГЭС $N_{р.XII}$ за этот же период:

$$\alpha_N = \frac{\overline{N}_{гар}}{N_{р.XII}}.$$

4) Или показателем $\gamma = \frac{N_{р.XII}}{\overline{N}_{гар}} = \frac{1}{\alpha_N}$, который можно назвать коэффициентом трансформации средней гарантированной мощности $\overline{N}_{гар}$ в бо́льшую по ее величине максимальную мощность ГЭС N''_{XII}, используемую в системе без дублирования. Величина $\overline{N}_{гар}$ является средней за период $T_{рег}$:

$$\overline{N}_{гар} = \frac{1}{T_{рег}} \sum^{T_{рег}} N_{гар}.$$

С учетом функции нагрузочного резерва, когда максимальная мощность ГЭС может быть равна $N''_{XII} = N_{р.XII} + N_{н.\ рез.}$, коэффициент зарегулированности ГЭС по мощности будет соответственно равен:

$$\alpha_{Nn} = \frac{\overline{N}_{гар}}{N_{р.XII} + N_{н.\ рез.}} = \frac{\overline{N}_{гар}}{N''_{XII}} \quad \text{(см. рис. 2)}$$

или

$$\alpha_{Nn} = \alpha_N \frac{x_г}{x_г + b}, \text{ а показатель}$$

$$\gamma_n = \gamma \frac{x_г + b}{x_г}, \quad \text{где } b = \frac{N_{н.\ рез}}{P''_{год}};$$

$N_{н.\ рез}$ — нагрузочный резерв системы, имеющийся на ГЭС, $x_г = \frac{N_{р.\ XII}}{P''_{год}}$ и $P''_{год}$ — годовой максимум нагрузки системы.

Продолжительность периода $T_{рег}$ при определении величины $\overline{N}_{гар}$ зависит от регулирующих возможностей гидростанций (емкости водохранилищ, от режима их сработки).

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Последние два коэффициента α_{Nn} или γ_n являются предпосылкой для определения необходимых масштабов регулирования стока. Чем меньшим будет коэффициент α_{Nn}, или наоборот, чем большим будет коэффициент γ_n, тем сравнительно меньше может быть зарегулирован сток рек с аналогичным естественным режимом.

Важнейшими факторами, определяющими соотношения между гарантированными величинами ГЭС $\overline{N}_{гар}$ и N''_{XII} и характер изменения последних во времени, являются соотношения между средними и максимальными нагрузками системы в целом и режим распределения этих величин во времени.

Однако в смешанных системах наряду с ними действуют и другие факторы; это подтверждается, в частности, тем, что коэффициенты неравномерности гарантированных максимальных мощностей и энергии регулирующих ГЭС $\sigma''_{год.\,г}$ и $\overline{\sigma}_{год.\,г}$, как и кривые распределения их во времени, часто не совпадают по величине с соответствующими показателями по системе в целом. Указанное несовпадение объясняется влиянием дополнительных факторов, от которых зависят показатели гарантированных величин гидростанций $\overline{N}_{гар}$ (или $\overline{Э}_{гар}$) и N''_{XII}. Такими факторами являются:

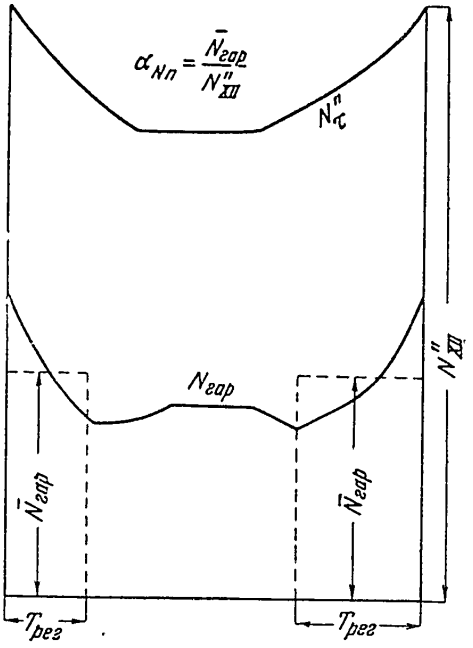

Рис. 2. Режим гарантированных мощностей ГЭС $N_{гар}$ и N''_{τ}.

а) структура энергосистем и удельное значение всех ГЭС в электробалансе системы;

б) функции, выполняемые гидростанциями в системе: покрытие активных и реактивных нагрузок, резерв мощности и резерв энергии;

в) норма продолжительности простоев генерирующего оборудования для производства капитального и текущего ремонтов;

г) ограничения, обусловливаемые неэнергетическим водопользованием.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Глава III

ХАРАКТЕР НЕРАВНОМЕРНОСТЕЙ НАГРУЗОК ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

§ 1. Природа неравномерностей нагрузок

Совмещенные электрические нагрузки энергосистем характеризуются по своей природе тремя видами неравномерностей: суточной, недельной и сезонной. Характер неравномерностей зависит от состава потребителей энергии, от природных условий, технологии и производственного режима, в каких работают потребители, а также от трудового и бытового режима населения СССР, темпов роста промышленности, присущих нашей стране, от технологии чисто сезонных производств и от случайных факторов.

Суточная неравномерность совмещенных нагрузок определяется в основном производственным режимом предприятий, выражаемым суточным коэффициентом сменности промышленности района в целом, а также осветительной составляющей нагрузки, резко колеблющейся в течение суток, в зависимости от изменения характера освещения.

Указанные факторы имеют противоположные тенденции: большие коэффициенты сменности уплотняют графики нагрузки энергосистемы, а осветительная составляющая, наоборот, увеличивает их неравномерность.

Недельная неравномерность нагрузки определяется в основном производственно-трудовым режимом выходного дня, а также случайными, незначительными внеплановыми колебаниями нагрузки в рабочие дни недели.

Сезонная неравномерность совмещенной нагрузки, т. е. изменение недельных или месячных ее величин на протяжении года, в основном определяется:

1) колебаниями осветительной составляющей, характеризуемой достаточно большими сезонными изменениями нагрузки;

2) относительным снижением электрической нагрузки промышленности в летние месяцы, обусловленным некоторым уменьшением удельных расходов электроэнергии на производственные нужды, и концентрацией на некоторых предприятиях капитального ремонта оборудования и отпусков;

3) приростом новых нагрузок в течение года и

4) наличием в районе чисто сезонных потребителей электроэнергии (например, торфодобыча, искусственное орошение, молотьба, электропахота и т. п).

Первые три фактора повышают неравномерность нагрузки, а четвертый выравнивает годовой график совмещенной нагрузки системы.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Осветительная нагрузка двояко влияет на характер изменения совмещенной нагрузки системы: с увеличением продолжительности дня и сокращением длительности ночи, потребление электроэнергии и величина максимума осветительной нагрузки уменьшаются, а время наступления максимума перемещается на более поздний час. Изменение величины осветительной нагрузки определяется годовой динамикой продолжительности темной части суток, выражаемой кривой, которая по характеру относится к типу синусоидальных (рис. 3).

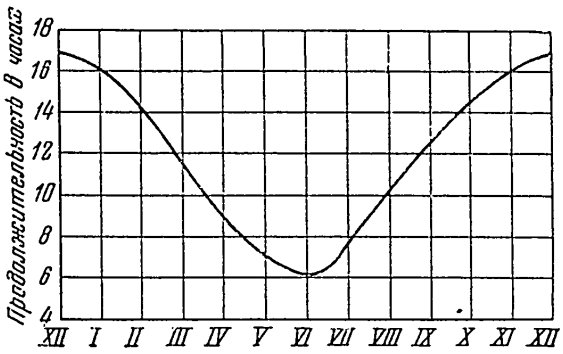

Рис. 3. Продолжительность темной части суток (географическая широта 55°).

В энергосистемах, в которых удельное значение осветительной нагрузки относительно велико, а сезонных нагрузок — относительно мало, наименьший в году максимум нагрузки приходится на летние месяцы, совпадая во времени с годовым минимумом осветительной нагрузки. Величина осветительной составляющей в общем электробалансе системы является важнейшим фактором, определяющим степень и характер неравномерности годового графика совмещенной нагрузки и в особенности — графика совмещенных максимумов нагрузки.

В летнее время осветительная нагрузка способствует уплотнению суточных графиков нагрузки системы и тем самым — некоторому выравниванию годового графика отдачи энергии. Уплотнение суточных графиков нагрузки систем определяется тем, что в летнее время происходит наибольший сдвиг во времени наступления максимумов промышленной и осветительной нагрузок. Вследствие этого летние коэффициенты попадания отдельных составляющих в совмещенный максимум нагрузки системы снижаются по сравнению с зимними.

Масштаб и характер прироста новых нагрузок также являются факторами, обусловливающими неравномерность совмещенной нагрузки систем.

Характерной чертой социалистического хозяйства является высокий темп роста производства, определяющий относительно большие ежегодные увеличения электрических нагрузок. Чем больше процент прироста, тем большей будет разница между нагрузками системы в начале и в конце каждого календарного года, а следовательно, тем больше она будет влиять на коэффициент годовой неравномерности нагрузки.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Случайные факторы колебания нагрузки делятся на две категории. Первая вызывается природными, а вторая — организационно-технологическими условиями: а) так, например, внезапное резкое изменение метеорологической обстановки (буран, метель, сильный туман и т. п.) вызывает на короткий срок повышенный расход электроэнергии; б) случаи неритмичной работы некоторых предприятий в течение месяца или недели вызывают колебания нагрузки системы. К последней категории относятся также «блуждающие» пики и провалы нагрузок, возникающие в течение суток на электрифицированных участках железной дороги, которые заранее не могут быть точно предусмотрены во времени.

Учет колебаний нагрузок, вызываемых случайными причинами, может быть произведен на основе опытных данных, обработанных при помощи обычных статистических методов.

Опытные данные о режиме электропотребления являются важным критерием корректирования проектируемых нагрузок, средством уточнения перспективных кривых нагрузок энергосистем в целом; без использования таких данных кривые будут слишком отвлеченными.

Как известно, режим потребления энергии промышленными предприятиями определяется в основном коэффициентом сменности, являющимся важнейшим показателем для каждой данной группы потребителей и для энергосистемы в целом. Коэффициент сменности выражает отношение количества электроэнергии, потребляемой промышленностью за сутки, к наибольшей величине энергии, потребляемой в течение одной из смен. Режим суточного потребления энергии промышленностью по отдельным сменам может быть схематически изображен прямыми линиями для каждой смены, а для суток в целом — ломаной линией, состоящей из трех отрезков (рис. 4).

В действительности суточный график промышленной нагрузки представляет более сложную кривую. Отклонение от указанной ломаной линии вызывается большим числом факторов, которые могут быть учтены только на основе изучения опыта и анализа фактических данных.

В частности, фактическая характеристика неравномерности нагрузки промышленности, в пределах каждой из смен, отражает современный уровень автоматизации производственных процессов и организации труда. Дальнейшее развитие автоматизации и совершенствование организации производства приведут к более равномерному режиму промышленной нагрузки в пределах каждой смены. С другой стороны, вероятное в перспективе снижение нагрузки ряда отраслей промышленности в ночные часы явится фактором снижения коэффициентов суточных нагрузок систем в целом, $\delta_c = \overline{P}/P''$, по сравнению

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

с современными значениями последних, колеблющимися между 0,75 и 0,93.

Годовая неравномерность нагрузок систем, выраженная $\sigma''_{год} = P''_{ср}/P''_{год}$ и $\bar{\sigma}_{год} = \bar{P}_{гол}/\bar{P}_{хп}$, характеризуется, в течение ряда лет коэффициентами, колеблющимися между 0,75 и 0,92. Общие тенденции технико-экономического развития нашей страны дают основание предполагать, что в перспективе ближайших лет указанные показатели годовой неравномерности существенно не изменятся.

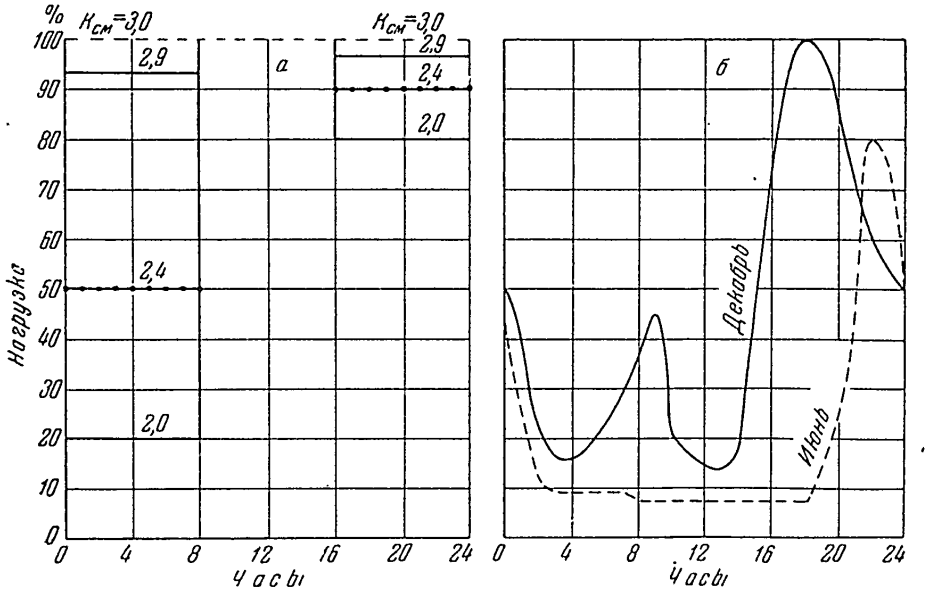

Рис. 4. Суточные режимы:

а — промышленной нагрузки в зависимости от коэффициента сменности $K_{см}$ (схематизированные отрезки ломаной линии характеризуют средние величины для каждой смены); *б* — осветительной нагрузки (географическая широта 55°).

Это обусловливается ростом удельного веса электрификации сельского хозяйства, железных дорог и повышением удельного значения электроемких производств в общем электробалансе многих систем.

Сельское хозяйство потребляет наибольшее количество электроэнергии в летние и осенние месяцы, т. е. в периоды орошения и уборки. Это ведет к относительному уплотнению годовых графиков нагрузки энергосистем. Электрифицированные железные дороги и электроемкие производства, отличаясь достаточно выравненным в году режимом нагрузки, также способствуют уплотнению годовых графиков нагрузки систем. Наоборот, рост удельного веса коммунально-бытовой нагрузки содействует

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

снижению коэффициента годовой неравномерности нагрузок энергосистем. Таким образом, проявление указанных противоположных тенденций дает основание предполагать, что современные годовые графики совмещенных нагрузок систем ($\overline{P}$ и P''), вероятно, в перспективе ближайших лет не подвергнутся существенным изменениям.

Недельная неравномерность совмещенных нагрузок характеризуется в настоящее время достаточно высокими коэффициентами:

$$\sigma_{\text{н}} = \frac{P_{\text{н}}}{P_{\text{с}}} = 0{,}95 \div 0{,}99.$$

Это объясняется сравнительно небольшими колебаниями нагрузки в течение рабочих и выходных дней недели. По мере перехода от «скользящего» к единому выходному дню, современные коэффициенты недельной неравномерности, очевидно, несколько снизятся за счет тех предприятий, где по технологическим условиям такой переход возможен.

Учитывая все сказанное выше, мы можем, очевидно, при проектировании новых ГЭС ориентироваться на несколько менее выравненные режимы совмещенных нагрузок по сравнению с современными. Так, например, если в настоящее время годовой показатель неравномерности совмещенных нагрузок, выражаемый числом часов использования годового максимума системы h, в среднем несколько выше 6000 час., то в ближайшие годы можно ожидать, что он, вероятно, будет несколько меньше 6000 час. Причем этот показатель, соответственно приведенным выше соображениям, должен снизиться за счет уменьшения коэффициентов неравномерности суточных $\delta_{\text{с}}$ и недельных нагрузок $\sigma_{\text{н}}$.

В нашей работе мы использовали типичные показатели нагрузок, охватывающих все основные энергетические системы СССР. Данные, характерные для трех типов нагрузок систем, приводятся в табл. 1. Крайние два типа нагрузок характеризуются обобщающим показателем неравномерностей h, равным соответственно ~5000 и 7000 час. использования годового максимума нагрузки системы, а средний тип — показателем h, приблизительно равным 6000.

§ 2. Методика определения режима нагрузок

Формы реальных графиков нагрузки систем, определяемые комплексом факторов, представляют собой такие кривые, которые не могут быть достаточно хорошо выражены математическими уравнениями. Однако для проектирования перспективных режимов нагрузки систем, когда нет необходимости в большой точности расчетов, не исключается возможность и целесообраз-

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Таблица 1

Показатели режима совмещенных нагрузок систем трех типов

Типы		I	II	III
Факторы, определяющие типизацию	Коэффициент сменности в промышленности (по электронагрузке) $K_{см}$	2,85	2,60	2,2
	Осветительная составляющая в годовом балансе электроэнергии z	5%	10%	15%
Суточная неравномерность нагрузок	Коэффициент суточной нагрузки в декабре $\delta_{с.XII}$	0,91	0,82	0,72
	То же, в июне $\delta_{с,VI}$	0,92	0,855	0,78
	Средний за год коэффициент $\delta_{с.}$	0,915	0,835	0,75
	Отношение суточного минимума к максимуму в декабре P'_{XII}	0,81	0,60	0,32
	Отношение суточного минимума к максимуму в июне P'_{VI}	0,83	0,64	0,39
	Отношение наибольшей ординаты $P''_{п}$ к средней ординате $\overline{P}_{п}$ пиковой части суточного графика нагрузки: $m = \frac{P''_{п}}{\overline{P}_{п}}$ декабрь	1,90	1,815	1,70
	$m = \frac{P''_{п}}{\overline{P}_{п}}$ июнь	1,89	1,72	1,565
Месячная неравномерность нагрузок	Средний за год коэффициент месячной неравномерности нагрузки, характеризующий недельную и межнедельную неравномерности нагрузки $\sigma_{м}$	0,97	0,95	0,92
Сезонная неравномерность нагрузок	Наименьшие в году нагрузки в долях от декабрьской без учета годового прироста:			
	а) месячный максимум $p''_{VI.0}$	0,90	0,80	0,70
	б) среднемесячная нагрузка $p_{VI.0}$	0,91	0,84	0,76
	Годовой коэффициент неравномерности месячных максимумов нагрузок: $\sigma''_{год}$ при:			
	а) 15% приросте нагрузки за год	0,89	0,84	0,80
	б) 10% » » » »	0,91	0,86	0,82
Обобщающий показатель неравномерности нагрузки за год в целом	Число часов использования годового максимума нагрузки h при:			
	а) 15% приросте нагрузки . .	6900	5750	4800
	б) 10% » » . .	7100	6000	5000

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

ность подбора некоторых уравнений, удовлетворительно выражающих характер изменения нагрузок.

Нами рекомендуются аналитические выражения и технические приемы для определения режима нагрузок систем в целом и отдельных его составляющих[1], а также указываются исходные положения и граничные условия пользования методикой расчетов.

Принятые положения, ограничивающие пределы пользования последней, исходят из того, что форма графиков совмещенной нагрузки систем определяется в основном характером неравномерностей двух групп нагрузок: промышленной и осветительной.

Режим первой группы определяется коэффициентом сменности, а режим второй выражается типовыми графиками (см. рис. 4). При этом предполагается, что режим производственной нагрузки прочих потребителей энергии идентичен режиму промышленной нагрузки. Далее предполагается, что удельный вес чисто сезонных производственных потребностей в энергии относительно невелик и не влияет на режим нагрузки энергосистем.

Предлагаемая ниже система аналитических выражений и графических зависимостей, естественно, упрощает исследуемые явления. Реальные графики точно не совпадут с принятой нами теоретической схемой.

Однако при указанных выше ограниченных пределах применения рекомендуемых методов расчета допустимы упрощенные зависимости. Возможность применения их подкрепляется тем, что данные о режиме нагрузок, полученные на основе теоретических расчетов, вполне удовлетворительно увязываются с характеристикой режимов имеющихся типовых графиков нагрузок систем. Встречающиеся расхождения между первыми и вторыми не выходят за пределы допустимой точности энергетического проектирования.

а) Суточная неравномерность нагрузки

Общее представление о степени неравномерности суточных графиков нагрузки энергосистем в целом дает нам так называемый коэффициент суточной нагрузки (коэффициент полноты графика δ_c), являющийся отношением среднесуточной нагрузки $\overline{P}$ к наибольшей ординате графика, т. е. к максимуму графика P'': $\delta_c = \frac{\overline{P}}{P''}$, и коэффициент минимальной нагрузки p', являющийся отношением суточного минимума нагрузки P' к максимуму P''.

---

[1] См. также нашу статью в журнале «Гидротехническое строительство» № 4, 1950 [9].

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Суточный график делится на две части: на базисную (нагрузка, длящаяся круглые сутки) и пиковую (переменная часть нагрузки).

Наиболее характерными показателями пиковой части суточных графиков нагрузки являются: среднесуточная величина этой части графика нагрузки $\overline{P}_{\text{п}}$ и наибольшая ее ордината $P''_{\text{п}}$. Первая величина ($\overline{P}_{\text{п}}$) является разностью между среднесуточной нагрузкой $\overline{P}$ и базисной частью P' суточного графика нагрузки: $\overline{P}_{\text{п}} = \overline{P} - P'$ или:

$$\overline{P}_{\text{п}} = \delta_{\text{с}} P' - P'' = P''(\delta_{\text{с}} - p').$$

Величина ($P''_{\text{п}}$) является разностью между максимумом и минимумом:

$$P''_{\text{п}} = P'' - P' = P''(1 - p').$$

Характер неравномерностей суточных графиков нагрузки в целом, как и соотношения между базисной и пиковой частями графика, определяются составом и режимом потребителей электроэнергии.

В реальных условиях формы суточных графиков нагрузки систем и изменение их во времени определяются влиянием нескольких факторов, на что указывалось уже выше. Однако ведущими среди них, определяющими общий характер и форму суточных графиков рассматриваемых здесь типов нагрузки систем, являются: показатель сменности промышленной нагрузки и удельный вес осветительной составляющей в общей нагрузке системы. Показатель сменности не только выражает режим производственного потребления энергии, но косвенно влияет и на характер коммунально-бытовой электрической нагрузки, отражающий трудовой режим населения, работающего в промышленности.

В пределах каждой из смен нагрузка не бывает вполне равномерной. Однако с ростом автоматизации производства и развитием электроемких процессов в ряде отраслей промышленности характер нагрузки, в пределах каждой смены, постепенно будет выравниваться. Таким образом, если снижение нагрузки третьей ночной смены и переход на двухсменную работу в некоторых отраслях промышленности являются факторами уменьшения базисной и повышения пиковой части суточных графиков нагрузки систем, то дальнейшая автоматизация и совершенствование производства будут способствовать уплотнению графиков.

Сочетание осветительной нагрузки с промышленной нагрузкой, при относительно небольших коэффициентах сменности,

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

является основным фактором, обусловливающим неравномерность суточных графиков совмещенной нагрузки.

Чем больше величина осветительной составляющей нагрузки системы, тем относительно бóльшими будет различие между формами суточных графиков отдельных сезонов. Минимумы осветительной и промышленной нагрузок приходятся на летние месяцы. Однако, если летний минимум осветительной нагрузки резко отличается от зимнего максимума, разница для промышленной нагрузки в летний и зимний периоды невелика.

Колебание осветительной нагрузки в течение года обусловлено, главным образом, сезонными изменениями длительности темной части суток (см. рис. 3) и в меньшей мере — степенью интенсивности расхода энергии на искусственное освещение (см. рис. 4).

Длительность темной части декабрьских суток в 2,8 раза больше июньских. Ограничивая эту часть суток 12 часами ночи включительно, мы получим для сравниваемых двух суток, примерно, ту же величину — 2,8. Таким образом, количество энергии, расходуемой на освещение в июне, в несколько раз меньше ее количества, расходуемого в декабре. Максимумы осветительной нагрузки в эти месяцы не столь резко различны.

Так, например, из кривых рис. 4, характеризующих режим осветительной нагрузки для районов СССР, лежащих между $52 \div 58°$ географической широты, следует, что июньский максимум составляет 80% к декабрьскому, а средняя нагрузка равна лишь 41%. Минимум бытовой ночной осветительной нагрузки обычно невелик во все месяцы года. Поэтому ночная нагрузка систем в целом по сравнению с нагрузками в другие часы суток в течение года менее изменчива. Но так как максимумы совмещенных нагрузок энергосистем колеблются в течение года, и наименьший максимум обычно приходится на лето, то относительная величина базисной части летних графиков будет во многих случаях несколько большей, чем в зимних графиках, т. е. отношение (P'/P'') летом $>$ (P'/P'') зимой.

Сдвиг во времени наступления максимумов промышленной и осветительной нагрузок летом, по сравнению с зимой, является предпосылкой для снижения совмещенного максимума и изменения форм пиковой части суточных графиков нагрузки систем. Сдвиг максимумов и перемещение во времени всей осветительной нагрузки в совмещенном графике системы могут привести также к уплотнению пиковой части летних графиков, т. е. к тому, что:

$$\left(\frac{\overline{P}_{\text{п}}}{\overline{P}''_{\text{п}}}\right)_{\text{летом}} > \left(\frac{\overline{P}_{\text{п}}}{\overline{P}''_{\text{п}}}\right)_{\text{зимой}}.$$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Таким образом, получаются относительно бо́льшие величины базисных нагрузок для летних дней:

$$\left(\frac{P'}{P^{II}}\right)_{\text{летом}} > \left(\frac{P'}{P^{II}}\right)_{\text{зимой}}$$

и более уплотненные пиковые части летних графиков нагрузок систем. Это приводит к тому, что коэффициенты суточных

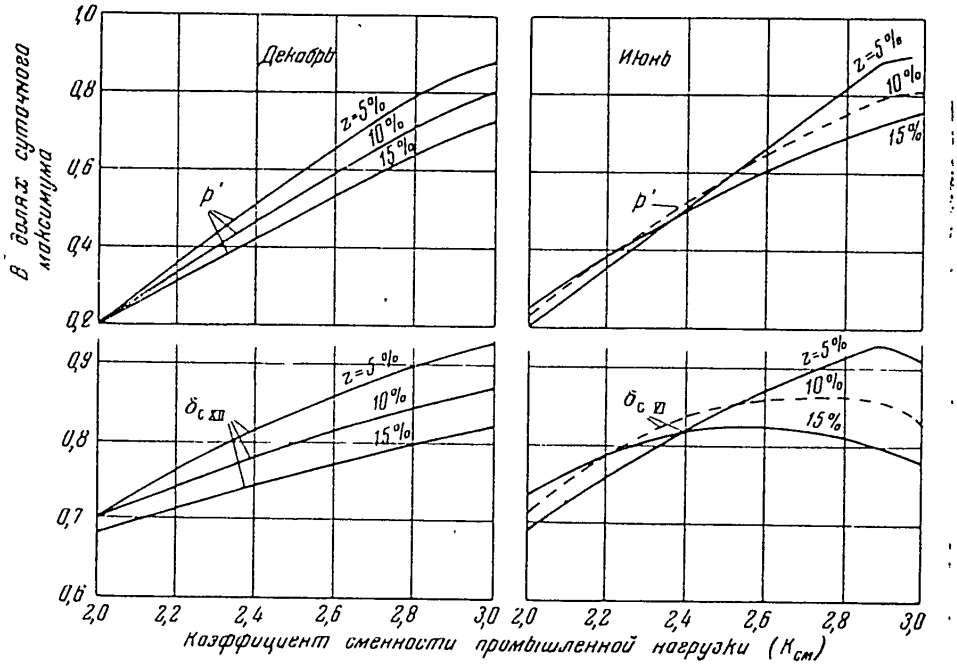

Рис. 5. Зависимость коэффициентов суточной δ_c и минимальной p' нагрузок систем от коэффициентов сменности и удельного значения энергии, расходуемой за год на освещение, z.

нагрузок систем в летние месяцы оказываются во многих случаях несколько бо́льшими, чем в зимние, т. е.

$$\delta_{c.VI} > \delta_{c.XII}.$$

На рис. 5 приводятся данные по двум показателям, характеризующим степень неравномерности (плотности) зимних и летних суточных графиков нагрузки систем. На нижних графиках рис. 5 приводятся данные о коэффициентах неравномерности суточных графиков $\delta_{c.\,XII}$ и $\delta_{c.\,VI}$ для декабрьских и июньских дней. На верхних графиках приводятся соответствующие данные для коэффициентов минимальных (базисных) суточных нагрузок систем:

$$p' = \frac{P'}{P^n}.$$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

По этим двум показателям нагрузки могут быть найдены остальные показатели, характеризующие неравномерность пиковых частей суточных графиков нагрузки системы: 1) относительная величина среднепиковой нагрузки, равная $\delta_c - p'$, 2) относительная величина наибольшей ординаты пиковой части графика, равная $1 - p'$, и 3) отношение между последними двумя показателями, равное

$$m = \frac{1 - p'}{\delta_c - p'} = \frac{P''_п}{\overline{P}_п}.$$

Кривые (рис. 5) построены в зависимости от коэффициента сменности промышленной нагрузки $K_{см}$ и от удельного значения осветительной составляющей нагрузки z в годовом балансе энергии системы. Суточный режим промышленной нагрузки, отвечающий коэффициенту сменности $K_{см} = 2 \div 3$, выражен в схематизированном виде в форме ломаных отрезков прямых линий (рис. 4). Суточные режимы осветительной нагрузки показаны кривыми на том же рис. 4 соответственно для декабря и июня, представляя типовые графики для центральных районов СССР.

Таким образом, из рис. 4 и из показателей неравномерности суточных графиков нагрузки (рис. 5) следует, что в пределах изменения коэффициента сменности $K_{см}$ от 2 до 2,85 и колебания величины z от 5 до 15% летние графики нагрузок систем характеризуются несколько большей плотностью по сравнению с зимними графиками. Это объясняется более повышенными значениями июньского минимума p' и средних ординат суточных графиков летних нагрузок, выражаемых коэффициентом $\delta_{с.\,VI}$, а также тем, что летом соотношение между наибольшей $P''_п$ и средней ординатой пиковой части графика $\overline{P}_п$ несколько меньше, чем зимою. При показателе сменности $K_{см} \approx 2,85$ происходит выравнивание коэффициентов летних и зимних суточных графиков нагрузки, а в диапазоне $K_{см} = 2,85 \div 3,0$ наблюдается обратное явление. В соответствии с кривыми рис. 5, на рис. 6 приводятся данные, характеризующие отношение между $\delta_{с.\,VI}$ и $\delta_{с.\,XII}$. Из этих данных следует, что в пределах изменения коэффициента сменности $K_{см}$ от 2,0 до 2,85 и при осветительной составляющей $z = 10$—15% отношение $\frac{\delta_{с.\,VI}}{\delta_{с.\,XII}} > 1$, т. е. летние графики нагрузки несколько плотнее зимних графиков, и только при очень больших коэффициентах сменности ($K_{см} > 2,85$) получается обратное явление, а именно: $\frac{\delta_{с.\,VI}}{\delta_{с.\,XII}} < 1$.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

При малом удельном значении осветительной составляющей, когда $z = 5\%$, отношение $\delta_{с.\,VI} / \delta_{с.\,XII} = f\ (K_{см})$ почти не меняется.

На основе выявленных значений $\delta_{с.\,VI}$ и $\delta_{с.\,XII}$ коэффициенты суточных нагрузок в другие месяцы года $\delta_{с.\,\tau}$ могут быть с достаточной точностью определены путем линейной интерполяции. Наличие расхождения между $\delta_{с.\,VI}$ и $\delta_{с.\,XII}$ означает также, что и в другие месяцы года суточные коэффициенты нагрузки $\delta_{с.\,\tau}$ не совпадают с соответствующими коэффициентами в декабре.

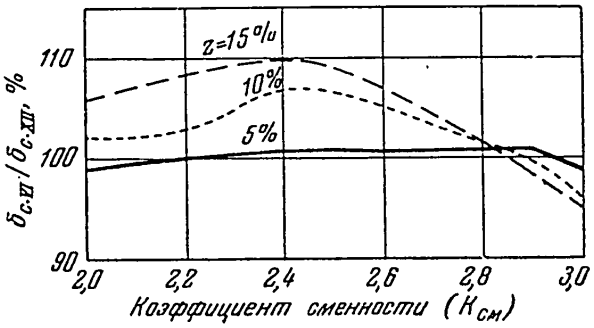

Рис. 6. Соотношение между суточными коэффициентами нагрузки систем $\delta_{с.\,VI}$ и $\delta_{с.\,XII}$ в зависимости от $K_{см}$ и z.

б) Характер сезонных неравномерностей

Сезонные изменения осветительной и промышленной нагрузок определяют время наступления годового минимума и характер годовой кривой совмещенной нагрузки систем. Из неравномерностей нагрузок следует, что минимум нагрузки системы, без учета прироста, приходится на лето (на июнь месяц), а годовой режим нагрузки (без учета прироста) может быть выражен синусоидальной кривой. Аргументами функции являются летний минимум нагрузки ($P_{VI.0}$) и время — порядковый номер месяца календарного года τ. При этом вращающимся радиусом синусоидальной функции является величина R, равная разности между наибольшей декабрьской и наименьшей в году июньской нагрузкой системы, деленной пополам:

$$R = 0{,}5\,(P_{XII.\,0} - P_{VI.\,0}) \text{ или } r = \frac{R}{P_{XII.\,0}} = 0{,}5\,(1 - p_{VI.0}),$$

где $p_{VI.\,0} = \dfrac{P_{VI.\,0}}{P_{XII.\,0}}$ и индекс «0» обозначает нагрузки без учета прироста.

В соответствии с этими параметрами ($p_{VI.\,0}$ и r) уравнение синусоидальной кривой, характеризующей сезонные изменения нагрузки в функции от τ, имеет, в общем виде, следующее выражение:

$$p_{\tau.0} = p_{VI.\,0} + r\left[1 + \sin\frac{(3+\tau)\,\pi}{6}\right], \qquad (1)$$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

где $p_{\tau.0}$ — относительное значение нагрузки (без прироста) в момент τ, выраженное в долях декабрьской нагрузки (без прироста):

$$p_{\tau.0} = \frac{P_{\tau.0}}{P_{\text{XII.0}}};$$

$p_{\text{VI.0}}$ — то же, для июня, когда $\tau = 6$;

r — относительное выражение величины R в долях $P_{\text{XII.0}}$;

τ — порядковый номер месяца календарного года; следовательно, значение $\frac{(3+\tau)\pi}{6}$ в выражении (1) меняется от $\frac{\pi}{2}$ (при $\tau = 0$) до $\frac{5}{2}\pi$ (при $\tau = 12$).

В качестве иллюстрации на рис. 7 приводится кривая нагрузки системы $P_{\tau.0}$, соответствующая уравнению (1).

Но выражение (1) характеризует только изменение «статической» нагрузки системы, без учета годового прироста. Для учета прироста нагрузки нужно ввести поправочный коэффициент в выражение (1), который должен отразить характер изменения присоединенных к системе нагрузок потребителей.

В развитых системах, при наличии большого числа потребителей энергии и при нормальном развитии их, в соответствии с заданным годовым планом, можно принять, что процент прироста нагрузки из месяца в месяц остается неизменным в течение года. Поэтому при определении режима перспективных нагрузок систем можно было бы считать, что коэффициент присоединения нагрузок в функции времени (по месяцам года) меняется по уравнению сложных процентов. Выражая коэффициентом φ отношение присоединенной к системе нагрузки в момент τ к нагрузке, которая была присоединена в декабре прошедшего года, мы можем написать, что

$$\varphi_\tau = (1+n)^\tau, \tag{2}$$

где φ_τ — коэффициент присоединения в момент τ;

τ — порядковый номер месяца календарного года;

n — величина ежемесячного прироста нагрузки, выраженная в долях единицы.

Так как величина n в условиях энергетического хозяйства СССР составляет в среднем за ряд лет $\sim 0{,}015$ ($\sim 1{,}5\%$), то для перспективного проектирования можно пользоваться линейным уравнением для определения коэффициента φ_τ коэффициента присоединения в пределах каждого года. Тогда вместо (2) можно написать:

$$\varphi_\tau = 1 + \tau n. \tag{3}$$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Во все месяцы года, когда $\tau > 0$, коэффициент $\varphi_\tau > 1$.

Если присоединенную в течение года нагрузку выражать в долях от наибольшей присоединенной нагрузки в декабре расчетного календарного года, то коэффициент присоединения φ_τ во все месяцы года, когда $\tau < 12$, будет меньше единицы. В этих условиях нужно пользоваться вместо (3) следующим выражением:

$$\varphi_\tau = \frac{1}{k} + \frac{\tau}{12}\left(1 - \frac{1}{k}\right), \qquad (4)$$

где k — показатель роста нагрузки за год в целом, выражающий отношение декабрьских нагрузок двух смежных лет $k = \frac{P_{XII}}{P_{XII.0}}$:

P_{XII} — декабрьская нагрузка расчетного года с учетом прироста;

$P_{XII.0}$ — то же, без учета прироста.

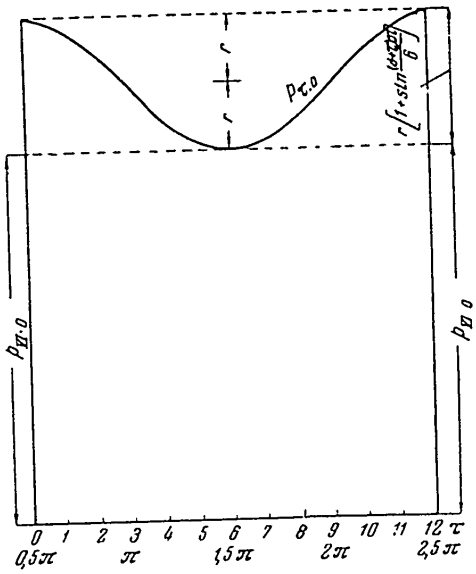

Рис. 7. Кривая нагрузки системы: $P_{\tau.0} = P_{VI.0} + r\left[1 + \sin\frac{(3+\tau)\pi}{6}\right]$.

Пользуясь приведенными выше уравнениями, можно написать выражение, характеризующее сезонные изменения всей нагрузки системы в целом, включая и приращение нагрузки.

Для определения относительных значений среднемесячных нагрузок систем $\overline{P}_\tau$ (или ежемесячных величин энергии) пользуемся следующим выражением:

$$\overline{P}_\tau = \left\{\overline{P}_{VI.0} + \overline{r}\left[1 + \sin\frac{(3+\tau)\pi}{6}\right]\right\}\varphi_\tau, \qquad (5)$$

где $\overline{P}_{VI.0}$ — соотношение среднесуточных нагрузок в июне и декабре без учета прироста:

$$\overline{P}_{VI.0} = \frac{\overline{P}_{VI.0}}{\overline{P}_{XII.0}}; \quad \overline{r} = 0{,}5\left(\frac{\overline{P}_{XII.0} - \overline{P}_{VI.0}}{\overline{P}_{XII.0}}\right)$$ без учета прироста нагрузки;

φ_τ — коэффициент присоединения для каждого месяца, определяемый по (3).

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Соответственно, для определения относительных значений месячных максимумов нагрузки систем p''_τ, можно пользоваться следующим аналогичным выражением:

$$p''_\tau = \left\{ p''_{\text{VI. 0}} + r'' \left[1 + \sin \frac{(3+\tau)\pi}{6} \right] \right\} \varphi_\tau, \qquad (6)$$

где $p''_{\text{VI. 0}}$ — июньский максимум системы в долях декабрьского без учета прироста нагрузки; $r'' = 0{,}5 \left(\frac{P''_{\text{XII. 0}} - P''_{\text{VI. 0}}}{P''_{\text{XII. 0}}} \right)$ без учета прироста нагрузки, а остальные обозначения — прежние.

Выражение (6) и производные уравнения, построенные на его основе, были нами подробно исследованы в другой нашей работе [10]. В дополнение к последней рассмотрим несколько подробнее выражение (5), определяющее характер изменения средних нагрузок систем, т. е. потребности в электроэнергии в течение года. Предметом анализа должен явиться, в основном, годовой минимум среднесуточных нагрузок $\overline{p}_{\text{VI. 0}}$ в выражении (5).

Для исследуемых нами типов нагрузок систем годовой минимум производственной и осветительной нагрузок приходится на лето, обычно на июнь, а годовой максимум — на декабрь.

Выражая $\overline{P}_{\text{VI. 0}}$ в относительных единицах (в процентах или в долях единицы) и приняв за 100% (за единицу) наибольшую среднесуточную нагрузку в декабре $\overline{P}_{\text{XII. 0}}$, получим:

$$\overline{p}_{\text{VI. 0}} = \frac{\overline{P}_{\text{VI. 0}}}{\overline{P}_{\text{XII. 0}}} = \frac{\left(\frac{1}{z} - 1 \right) E_{\text{VI}} + a_{\text{VI}}}{\left(\frac{1}{z} - 1 \right) E_{\text{XII}} + a_{\text{XII}}}, \qquad (7)$$

где $\overline{P}_{\text{VI. 0}}$ и $\overline{P}_{\text{XII. 0}}$ — соответственно среднесуточные нагрузки системы в июне и декабре;

E_{VI} и E_{XII} — отношения среднесуточной производственной нагрузки соответственно в июне и декабре к среднегодовой производственной нагрузке;

z — осветительная составляющая в среднегодовой нагрузке (в годовом балансе электроэнергии) системы в долях единицы;

a_{VI}, a_{XII} — отношения среднесуточной осветительной к среднегодовой осветительной нагрузке, соответственно в июне и в декабре.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Для количественной характеристики величины $\overline{p}_{\text{VI.0}}$ и масштаба изменений последней в зависимости от указанных аргументов на рис. 8 приводятся соответствующие данные.

Нижние кривые показателей E_{VI} и E_{XII} (рис. 8), построенные в зависимости от коэффициента сменности $K_{\text{см}}$ промышленной нагрузки, базируются на опытных данных и на учете тенденций, указанных выше, в § 1 главы III.

Верхние кривые величины $\overline{p}_{\text{VI. 0}}$ (рис. 8) построены согласно выражению (7), в соответствии со значениями показателей промышленной нагрузки E_{VI} и E_{XII} (нижние кривые) и при показателях осветительной нагрузки, равных: $a_{\text{VI}} = 0{,}58$ и $a_{\text{XII}} = 1{,}42$. Последние данные соответствуют режиму потребления электроэнергии на освещение в Центральной части Европейской территории СССР (см. рис. 4), где июньская среднесуточная осветительная нагрузка составляет $a_{\text{VI}} = 0{,}58$, а декабрьская $a_{\text{XII}} = 1{,}42$ от среднегодовой осветительной нагрузки.

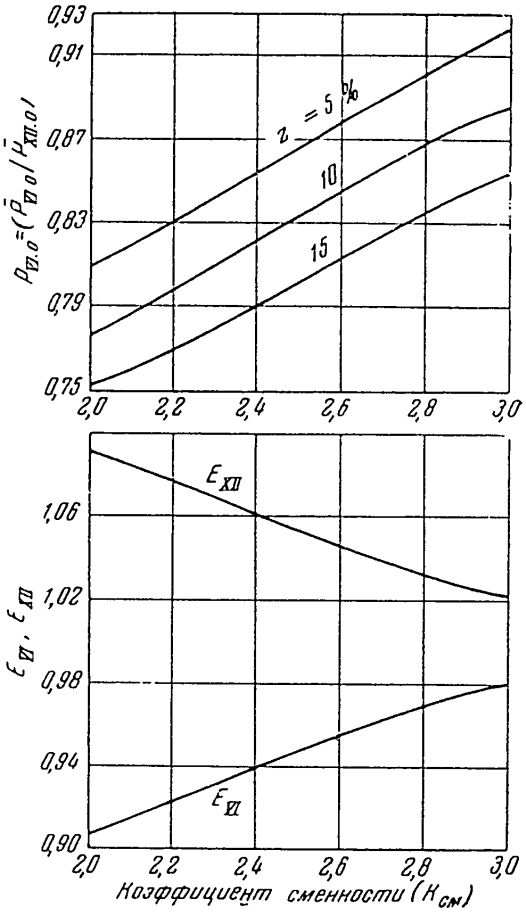

Рис. 8. Относительные значения наименьших (июньских) среднесуточных нагрузок систем $\overline{p}_{\text{VI. 0}}$.

Относительная величина среднесуточной нагрузки системы в июне $\overline{p}_{\text{VI. 0}}$ может не совпасть с относительной величиной июньского максимума нагрузки системы $p''_{\text{VI. 0}}$, выраженной в долях от соответствующей декабрьской нагрузки.

Причиной такого несовпадения величин $\overline{p}_{\text{VI. 0}}$ и $p''_{\text{VI. 0}}$ являются разные значения коэффициентов суточных нагрузок июньских и декабрьских дней $\delta_{\text{с. VI}}$ и $\delta_{\text{с. XII}}$, обусловленные разной конфигурацией и плотностью суточных графиков нагрузки.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Отсюда следует, что и в другие месяцы года относительные величины средних нагрузок $\overline{p}_\tau$ не совпадут с относительными величинами максимальных нагрузок систем p''_τ.

Следовательно, в условиях, когда $\overline{\delta}_c \neq \delta_{c.\,XII}$, годовые кривые указанных величин ($\overline{p}_\tau$ и p''_τ) и соответствующие им коэффициенты годовой неравномерности нагрузки систем по энергии ($\overline{\sigma}_{год}$) и по мощности ($\sigma''_{год}$) будут, в той или иной степени, отличаться друг от друга.

Коэффициент по мощности $\sigma''_{год}$, являющийся показателем годовой неравномерности месячных максимумов нагрузки систем, равный

$$\sigma''_{год} = \frac{\sum_{1}^{12} P''_\tau}{12\,P''_{XII}},$$

исследован в другой нашей работе [10].

В последней было найдено, что

$$\sigma''_{год} = 0{,}25\,(1 + p''_{VI.0})\left(1 + \frac{1}{k}\right), \qquad (8)$$

где все буквенные символы (8) сохраняют прежние значения.

В указанной работе [10], вместо символа $p''_{VI.0}$, было написано P_0, имеющее идентичное значение.

Пользуясь в настоящей работе показателем ежемесячного роста присоединенной нагрузки к системе, равным n, мы можем, вместо выражения (8), написать:

$$\sigma''_{год} = 0{,}5\,(1 + p''_{VI.0})\left(\frac{1 + 6n}{1 + 12n}\right). \qquad (9)$$

Последнее базируется на том же характере уравнения кривой p''_τ, что и выражение (8). Следовательно, для определения величины $\sigma''_{год}$ можно пользоваться любым из этих выражений.

Определение коэффициента годовой неравномерности среднемесячных нагрузок (или выработки электроэнергии) систем $\overline{\sigma}_{год}$ производится на основе выражения (5).

Так как

$$\overline{\sigma}_{год} = \frac{\sum_{\tau=1}^{\tau=12} \overline{p}_\tau}{12\,(1 + 12n)},$$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

то, интегрируя выражения (5) при $\tau = 12$, получаем:

$$\bar{\sigma}_{\text{год}} = \frac{1}{12(1+12n)} \int_0^{\tau=12} \bar{p}_\tau d\tau = \left(\frac{1+6n}{1+12n}\right)(\bar{p}_{\text{VI.0}} + \bar{r}) + n\bar{r}. \quad (10)$$

Величина $n\bar{r}$ в выражении (10) имеет столь малое количественное значение, что при практических расчетах можно ею пренебречь. Тогда, заменив в выражении (10) $\bar{r}$ величиной $0{,}5\left(\frac{\bar{P}_{\text{XII.0}} - \bar{P}_{\text{VI.0}}}{\bar{P}_{\text{XII.0}}}\right) = 0{,}5\,(1 - \bar{p}_{\text{VI.0}})$, получим:

$$\bar{\sigma}_{\text{год}} = 0{,}5\,(1 + \bar{p}_{\text{VI.0}})\left(\frac{1+6n}{1+12n}\right). \quad (11)$$

Последнее выражение отличается от (9) только тем, что здесь показатель $\bar{p}_{\text{VI.0}}$ относится к средним, а не к максимальным нагрузкам.

Величина $\bar{\sigma}_{\text{год}}$ (11) отличается от величины $\sigma''_{\text{год}}$ (9) в той мере, в какой отличается средний за год коэффициент суточной нагрузки системы $\bar{\delta}_c$ от декабрьской величины этого коэффициента $\delta_{c.\,\text{XII}}$. Поэтому, вместо (11), мы могли бы написать:

$$\bar{\sigma}_{\text{год}} = \sigma''_{\text{год}} \frac{\bar{\delta}_c}{\delta_{c.\,\text{XII}}}. \quad (12)$$

В частности, для используемых нами в работе трех типов нагрузки систем (см. табл. 1) получаются следующие значения коэффициентов $\sigma''_{\text{год}}$ и $\bar{\sigma}_{\text{год}}$ (табл. 2).

Таблица 2

Типы нагрузок	I	II	III	Примечание
$\sigma''_{\text{год}}$	0,89	0,84	0,80	При 15% годовом приросте нагрузки системы
$\bar{\sigma}_{\text{год}}$	0,90	0,857	0,832	
$\bar{\sigma}_{\text{год}} / \sigma''_{\text{год}}$	1,01	1,02	1,04	

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

в) Месячная неравномерность нагрузки

Среднесуточная нагрузка в течение месяца не является постоянной величиной. Снижение нагрузки по выходным дням, случайные колебания и сезонные ее изменения в течение месяца приводят к тому, что среднемесячная нагрузка $\overline{P}_м$ меньше среднесуточных нагрузок $\overline{P}_с$, т. е. $\overline{P}_с > \overline{P}_м$.

Коэффициент $\sigma_м = \frac{\overline{P}_м}{\overline{P}_с}$, выражающий месячную неравномерность нагрузки системы, является произведением двух показателей неравномерности нагрузки: внутринедельной $\sigma_н$ и межнедельной $\sigma_{мн}$, т. е. $\sigma_м = \sigma_н \sigma_{мн}$.

Первый показатель $\sigma_н$ определяется в основном производственно-организационным режимом в течение недели и режимом выходного дня. Кроме того, показатель неравномерности $\sigma_н$ зависит также от случайных явлений, т. е. от таких импульсов нагрузки, которые нельзя заранее планировать на определенные дни недели. Фактически всегда наблюдается некоторое незначительное колебание нагрузки в течение рабочих дней недели. Очевидно, чем крупнее система и чем больше количество разнообразных потребителей энергии, тем меньше будут чувствоваться «случайные» импульсы нагрузки, а следовательно, тем меньше будут различаться нагрузки рабочих дней недели между собою. Имеющиеся опытные данные показывают, что неравномерность нагрузки рабочих дней недели в среднем характеризуется коэффициентом 0,98 и колеблется между 1,0 и 0,96. Если исходить из имеющихся средних данных для характеристики последней категории неравномерности, то можно написать:

$$\sigma_н = \frac{0{,}98 \cdot 6 + \overline{P}_в}{7} = \frac{5{,}88 + \overline{p}_в}{7}, \qquad (13)$$

где $\overline{p}_в$ — нагрузка выходного дня в долях от наибольшей суточной нагрузки за неделю ($\overline{p}_с$).

Цифры 6 и 7 соответственно относятся к рабочим и ко всем дням недели.

На рис. 9 приводятся кривые коэффициентов недельной неравномерности нагрузки систем $\sigma_н$ в зависимости от двух основных характеристик нагрузок (удельного веса освещения z и коэффициента сменности), которыми можно пользоваться при перспективном проектировании режима нагрузок систем.

Второй показатель месячной неравномерности нагрузки — коэффициент межнедельной неравномерности $\sigma_{мн}$ — по природе своей отражает сезонные колебания, свойственные совмещенным нагрузкам систем.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Таким образом, если коэффициент $\sigma_{год}$ выражает сезонные колебания месячных нагрузок систем в течение года, то коэффициент $\sigma_{мн}$ выражает характер сезонных колебаний недельных нагрузок в пределах месяца.

Коэффициент сезонной неравномерности в течение месяца или коэффициент межнедельной неравномерности можно достаточно точно определить при помощи ранее приведенных выражений для кривой месячных нагрузок систем (5) или (6).

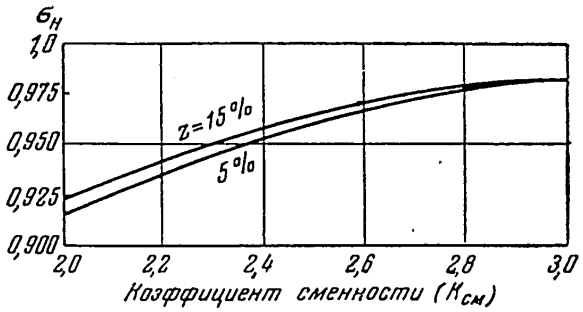

Рис. 9. Зависимость коэффициента неравномерности недельной нагрузки системы $\sigma_н$ от коэффициента сменности и осветительной составляющей z.

В пределах каждого месяца года коэффициент межнедельной неравномерности является частным от деления суммы двух смежных суточных нагрузок для двух месяцев (например: $\overline{P}_{XI} + \overline{P}_{XII}$) на удвоенное произведение наибольшей из этих нагрузок (в данном примере: $\overline{P}_{XII}$), т. е.

$$\sigma_{мн} = \frac{\overline{P}_{XI} + \overline{P}_{XII}}{2\overline{P}_{XII}} \text{ или } \sigma_{мн} \frac{\overline{P}_{I} + \overline{P}_{II}}{2\overline{P}_{I}} \text{ и т. п.} \qquad (14)$$

В среднем за 12 месяцев коэффициент неравномерности будет равен:

$$\sigma_{мн} = \frac{1}{24}\left(12 + \frac{\overline{P}_{I}}{\overline{P}_{XII.0}} + \frac{\overline{P}_{II}}{\overline{P}_{I}} + \frac{\overline{P}_{III}}{\overline{P}_{II}} + \ldots \frac{\overline{P}_{XI}}{\overline{P}_{XII}}\right), \qquad (15)$$

где $\overline{P}_{XII.0}, \overline{P}_{I}, \overline{P}_{II}$ и т. д. — нагрузки системы соответственно в декабре предшествующего года, в январе, феврале и т. д. расчетного года.

При проектировании можно пользоваться более удобным выражением для определения средней величины коэффициента $\sigma_{мн}$, по точности немного уступающим выражению (15), а именно:

$$\sigma_{мн} = 1 - \frac{1 - \overline{\sigma}_{год}}{6}, \qquad (16)$$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

где $\bar{\sigma}_{год}$ — коэффициент годовой неравномерности нагрузок систем по энергии, определяемый согласно уравнению (11) или (12).

Таким образом, зная величину коэффициента недельной неравномерности ($\sigma_н$) или определив ее по графикам (рис. 9) и найдя значение коэффициента межнедельной неравномерности $\sigma_{мн}$ по выражениям (15) или (16), можно определить коэффициент месячной неравномерности $\sigma_м$.

В перспективном проектировании можно ограничиться средним за год коэффициентом месячной неравномерности $\sigma_м$, являющимся произведением коэффициента $\sigma_н$ на средний коэффициент $\sigma_{мн}$, причем первый — $\sigma_н$ — определяется по кривым рис. 9, а второй — $\sigma_{мн}$ — согласно выражению (16), т. е.

$$\sigma_м = \sigma_н \left(1 - \frac{1 - \bar{\sigma}_{год}}{6}\right). \qquad (17)$$

г) Показатель годовой неравномерности нагрузки — число часов использования годового максимума системы

На основе приведенных выше показателей отдельных видов неравномерности нагрузки системы можно определить выработку энергии системы за отдельные периоды и за год в целом, а также вывести обобщенный годовой показатель неравномерности нагрузки системы, каким является число часов использования годового максимума h.

Зная величину годового максимума системы с учетом прироста нагрузки $P''_{XII} = P''_{год}$, можно определить количество энергии, вырабатываемой системой $Э_\tau$ и $Э_{год}$ (расход энергии на собственные нужды и потери в сетях включаются в нагрузку системы).

За месяц τ:

$$Э_\tau = \delta_{с.\,XII}\, \sigma_м\, \bar{p}_\tau\, P''_{XII}\, T_\tau \qquad (18)$$

и за год:

$$Э_{год} = \delta_{с.\,XII}\, \sigma_м\, \bar{\sigma}_{год}\, P''_{XII}\, 8760, \qquad (19а)$$

или

$$Э_{год} = \bar{\delta}_с\, \sigma_м\, \sigma''_{год}\, P''_{XII}\, 8760,$$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

где

$$\overline{p}_\tau = \frac{\overline{P}_\tau}{\overline{P}_{XII}}; \qquad (19б)$$

$\overline{\sigma}_{год}$ и $\sigma''_{год}$ — годовые коэффициенты неравномерности по энергии и по мощности, определяемые соответственно по (11) и (9);

$\sigma_м$ — месячный коэффициент неравномерности, определяемый по (17);

$\delta_{с.\,XII}$ — коэффициент суточной неравномерности нагрузки в декабре месяце, определяемый по рис. 5;

$\overline{\delta}_с$ — средний за год коэффициент суточной неравномерности нагрузок, равный

$$\overline{\delta}_с = \frac{\delta_{с.\,XII} + \delta_{с.\,VI}}{2} \text{ (по рис. 5);}$$

T_τ — число часов для данного месяца τ.

Число часов использования годового максимума системы, являющееся отношением $h = \frac{Э_{год}}{P''_{XII}}$, равно:

$$h = \delta_{с.\,XII}\,\sigma_м\,\overline{\sigma}_{год}\,8760. \qquad (20)$$

Глава IV

СТРУКТУРА СИСТЕМ И РЕМОНТ, КАК ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ГАРАНТИРОВАННЫЕ МОЩНОСТИ ГЭС

Характер неравномерности совмещенной нагрузки в условиях однородных гидроэнергетических систем (при отсутствии ограничений, накладываемых водохозяйственным комплексом) является единственным фактором, определяющим величины гарантированной отдачи энергии и рабочих мощностей гидростанций и характер распределения их во времени.

В смешанных энергосистемах, состоящих из тепловых станций и ГЭС, характер неравномерности нагрузки является важнейшим, но не единственным фактором, определяющим режим и распределение гарантированной отдачи ГЭС.

Выше были перечислены эти дополнительные факторы: структура системы, продолжительность простоя оборудования в ремонте и в ревизии, а также место ГЭС в графике нагрузки системы и возможные ограничения водохозяйственным комплексом.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Изменение гарантированного минимума отдачи ГЭС во времени во многом зависит от удельного веса гидроэлектрической составляющей баланса энергосистемы. Чем меньше будет удельный вес гидростанций в системе, тем больше будет отличаться кривая распределения, т. е. режим мощностей ГЭС ($N_{гар}$ и $N_р$), от кривой нагрузки системы в целом, и наоборот, чем больше будет удельный вес ГЭС, тем больше режим отдачи $N_{гар}$ и $N_р$ будет приближаться к кривым нагрузки системы в целом, т. е. к режимам отдачи $\bar{P}$ и P''.

В системах, где имеются регулирующие станции и гидростанции без регулирования, режим гарантированной отдачи первых определяется как разность между гарантированными величинами, относящимися к ГЭС, взятым вместе, и мощностями незарегулированных станций. Тем самым повышаются энергетические требования, предъявляемые к регулирующим станциям.

Требования могут быть также повышены в условиях, когда на тепловых станциях имеется, в течение некоторого времени, «связанная» часть мощности. «Связанной» является, например, та часть мощности «противодавленческих» турбин теплофикационных станций, которая не может быть использована в отдельные периоды года вследствие снижения тепловой нагрузки. «Связанной» оказывается и часть установленной мощности, временно теряемой тепловыми станциями в результате ухудшения качества потребляемого ими топлива (при повышении влажности торфа и т. п.).

Режим гарантированной отдачи гидростанций зависит также от степени изменчивости структуры системы во времени, т. е. от изменения соотношений между мощностями ГЭС и ТЭС.

В нашей работе [10] было подробно исследовано значение изменчивости структуры системы. В разработанной методике расчетов были отражены все три возможных варианта решения задачи, а именно, когда в соответствии с ростом нагрузки энергосистемы:

1) пропорционально растут мощности ГЭС и ТЭС, а структура системы, следовательно, остается неизменной;

2) растет только мощность ГЭС, что приводит к повышению их удельного веса в течение рассматриваемого периода;

3) растет только мощность ТЭС, уменьшающая удельный вес гидростанций в системе.

Однако для действующих ГЭС, когда вся проектная мощность уже освоена, следует ограничиться только одним вариантом для определения величины и режима гарантированной отдачи мощностей ГЭС $N_{гар}$ и $N_р$. Таким вариантом является условие, при котором весь годовой прирост нагрузки покрывается но-

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

выми станциями, вводимыми в эксплуатацию в течение каждого года, или за счет освоения новых мощностей станций, еще не достигших проектной мощности. При такой схеме расчетов «статическая» нагрузка системы должна покрываться генерирующими мощностями действующих станций, а новая, присоединяемая в течение года,— новыми мощностями системы. Указанное условие иллюстрируется рис. 10. Этими условиями определяется также и характеристика гарантированных мощностей действующих и проектируемых гидростанций.

Однако указанная расчетная схема не исключает возможности учета изменений структуры системы, если эти изменения происходят в результате ввода новых мощностей. Но учет этого фактора производят из соотношений между ГЭС и ТЭС, ежегодно устанавливающихся в начале года.

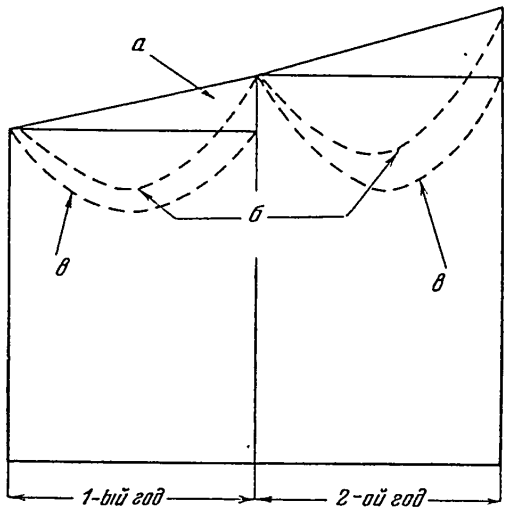

Рис. 10. Графики нагрузки энергетических систем:

а — новая присоединенная нагрузка;
б — графики «динамической» нагрузки;
в — графики «статической» нагрузки.

Планируемый обязательный простой агрегатов для производства ремонтов и ревизий генерирующего оборудования станций определяется надежностью эксплуатации энергетического хозяйства. Советские энергетики за последние годы достигли больших успехов в рационализации ремонтных работ и сокращении их сроков. Однако обязательный минимум времени, необходимый для ремонта тепловых и гидравлических агрегатов, должен быть предусмотрен планом и осуществлен вне зависимости от водности года. Следовательно, определение минимума гарантированной отдачи мощностей ГЭС $N_{гар}$ и $N_р$ в течение года должно производиться с учетом времени обязательного простоя тепловых агрегатов для производства ремонтов и ревизии. А при определении величины располагаемой по напору мощности ГЭС в течение года нужно еще учесть время обязательного простоя гидравлических агрегатов для этих же целей.

Для производства плановых ремонтов и ревизий используются провалы в годовых графиках месячных максимумов системы.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Площадь «провалов» $F_{пр}$ в графиках месячных максимумов нагрузок, без учета годового прироста, является разностью между площадью квадрата, определяемого произведением годового максимума $P''_{XII.0}$ на 12 месяцев, и площадью годового графика месячных максимумов системы. В соответствии с выражением годовой кривой месячных нагрузок систем (1) величина площади провала $F_{пр}$ равна:

$$F_{пр} = 12P''_{XII.0} - \int_0^{\tau=12} P''_{\tau}\, d\tau = 12\,(P''_{XII.0} - P''_{VI.0} - R'') \text{ квт мес.}, \quad (21)$$

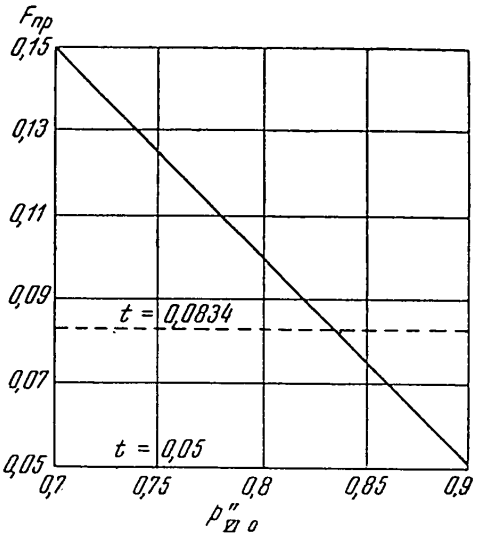

Рис. 11. Зависимость площади «провала» $F_{пр}$ от июньского максимума $p''_{VI.0}$ без учета прироста нагрузки. Площадь «провала» выражена в долях единицы (за единицу принята величина $12\,P''_{XII.0}$).

но так как $R'' = 0{,}5\,(P''_{XII.0} - P''_{VI.0})$, то можно написать:

$$F_{пр} = 6\,(P''_{XII.0} - P''_{VI.0}) = 12R'' \text{ квт мес.} \quad (22)$$

Разделив уравнение (22) на $12\,P''_{XII.0}$, получим относительное выражение для площади $F_{пр}$:

$$\frac{F_{пр}}{12P''_{XII.0}} = 0{,}5\left[1 - \frac{P''_{VI.0}}{P''_{XII.0}}\right] = 0{,}5\,(1 - p''_{VI.0}). \quad (23)$$

На рис. 11 приведены численные значения величины $F_{пр}$ в зависимости от изменения июньского максимума системы $p''_{VI.0}$.

Чем больше июньский максимум нагрузки $p''_{VI.0}$ и связанный с ним коэффициент годовой неравномерности месячных максимумов системы $\sigma''_{год}$, тем меньше площадь провала графика нагрузки $F_{пр}$.

Так как в ближайшие годы указанные выше показатели ($p''_{VI.0}$ и $\sigma''_{год}$) не проявляют тенденции к существенному изменению, то, следовательно, и площади провалов $F_{пр}$, соответственно, не будут повышаться по сравнению с современными размерами.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Степень использования провалов для производства ремонта зависит, однако, не только от размера площади последних $F_{пр}$, но и от достигнутых норм продолжительности ремонта генерирующего оборудования t.

Современные среднепрогрессивные нормы t_m измеряются 10—12 днями простоя оборудования тепловых станций в капитальном ремонте и, примерно, столькими же днями простоя оборудования в течение года в плановом текущем ремонте, а в целом $t_m = 0{,}6 \div 0{,}8$ мес. На гидростанциях эти нормы снижаются на 20—25%. Однако при проектировании и схематизации расчетов, когда нет возможности учесть ряд деталей, которые в действительности будут несколько ограничивать физические возможности использования провалов в графике нагрузки для производства ремонтов, можно принять величину t_m для тепловых станций равной от 0,6 мес., или 0,05 года, до 1 мес., или 0,0834 года. Таким образом, последняя отражает норму ремонтного простоя оборудования и неполноту использования площадей провалов в графиках нагрузки систем.

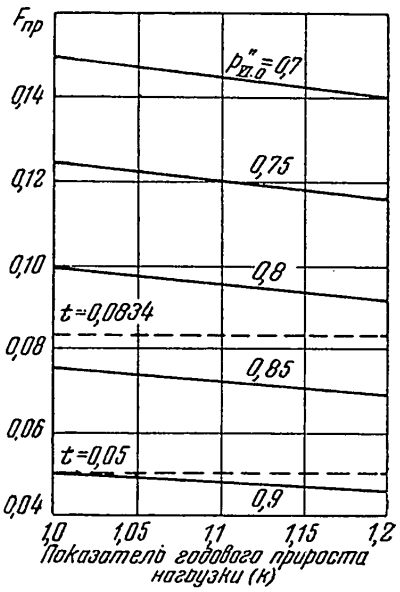

Рис. 11а. Зависимость площади «провала» $F_{пр}$ от показателя прироста k и $p''_{VI.0}$. Величина $F_{пр}$ выражена в долях единицы (за единицу принято произведение годового максимума системы на 12 месяцев).

Нанося величину $t = 1$ мес. $= 0{,}0834$ года и $t = 0{,}6$ мес. $= 0{,}05$ года на рис. 11 и рис. 11а, мы делим график площадей провалов $F_{пр}$ на две зоны.

В нижней зоне находятся значения площадей провалов $F_{пр}$, которые меньше площади, необходимой для производства ремонта всех агрегатов системы F_c. В этих условиях для осуществления последнего необходим специальный «ремонтный резерв», или же может быть использована сезонная мощность гидростанций, которая обеспечена паводковыми водами во все годы расчетной обеспеченности. Но это также означает и то, что во всех случаях, когда площадь провалов $F_{пр}$ в графике нагрузок равна или меньше необходимой площади для ремонта оборудования F_c, системы не располагают в течение всего года избыточной рабочей мощностью сверх той, которая необходима для покрытия месячных максимумов нагрузки.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

В свою очередь это значит, что в подобных условиях гидростанции энергосистемы в целом (за исключением мощностей гидростанций, которые осваиваются в каждом году впервые) должны располагать постоянной рабочей мощностью в течение всего года, с тем, однако, что соответствующая часть ее в период провала нагрузки будет находиться в плановом ремонте. Следовательно, при учете ремонта гидроагрегатов гарантированная рабочая мощность гидростанций не может и не должна быть постоянной величиной в течение года. Таким образом, даже в указанных случаях, когда $F_{пр} \leqslant F_c$, коэффициенты, характеризующие годовую неравномерность отдачи гарантированных рабочих мощностей ГЭС, будут меньше единицы.

Во всех остальных случаях, охватываемых верхней зоной значений $F_{пр}$ (рис. 11 и рис. 11а), системы располагают в периоды провалов нагрузки некоторой избыточной рабочей мощностью; наличие ее позволяет снизить размеры гарантированных мощностей ГЭС, удовлетворяющие нужды системы в маловодные годы, не нарушая надежности электроснабжения.

Глава V

ГАРАНТИРОВАННЫЕ РАБОЧИЕ И РАСПОЛАГАЕМЫЕ МОЩНОСТИ ГИДРОСТАНЦИЙ

§ 1. Коэффициент неравномерности рабочих мощностей

Пользуясь аналитическим выражением кривой месячных максимумов нагрузки системы (6) и учитывая продолжительность и размер ремонтируемых мощностей тепловых станций, можно определить среднюю за период t (например, за год) величину рабочих мощностей ГЭС $\overline{N}_р$ для любого заданного максимального значения мощностей ГЭС $N_{р.XII}$.

Соответствие между величинами $\overline{N}_р$ и $N_{р.XII}$ обеспечивает баланс мощностей в системе, надежность электроснабжения сообразно графикам нагрузки, а также условия для недублирования максимальной мощности ГЭС, равной $N_{р.XII}$. Найдя среднюю величину рабочих мощностей, соответствующую заданной максимальной величине недублируемой мощности ГЭС, равной $N_{р.XII}$, мы можем определить коэффициент неравномерности гарантированных рабочих мощностей ГЭС $\sigma''_{год.г}$:

$$\sigma''_{год.г} = \frac{\overline{N}_р}{N_{р.XII}}.$$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Распределить гарантированные рабочие мощности $N_{р.т}$ во времени по месяцам года проще и удобнее всего при помощи графоаналитических приемов. В нашей статье, опубликованной в журнале «Гидротехническое строительство», № 4, 1950 г., рекомендуется способ решения этой задачи. Построение годовой кривой гарантированных рабочих мощностей ГЭС $N_{р.т}$ позволяет определить средние значения рабочих мощностей ГЭС $\overline{N}_р$ за любой период, начиная от одного месяца и кончая годом, в зависимости от регулирующих способностей гидростанций системы, т. е. в зависимости от длительности периода регулирования t, в течение которого гидростанции могут приспособиться к характеру изменения нагрузки системы.

Для определения средней величины $\overline{N}_р$ и характера распределения рабочих мощностей ГЭС $N_{р.т}$ во времени, можно воспользоваться двумя уравнениями: одно из них учитывает, а другое не учитывает прироста нагрузки в течение года.

При принятой выше предпосылке условия покрытия растущих нагрузок систем (см. стр. 49) приводимые ниже уравнения (характеризующие гидростанции, проектная мощность которых уже освоена в системе) дают весьма близкие результаты. Следовательно, можно было бы пользоваться любым из этих двух уравнений. Однако, поскольку техника расчетов несколько упрощается по второму уравнению, постольку, в условиях проектирования, последнее имеет некоторые преимущества по сравнению с первым.

Первое уравнение для определения средней за год величины $\overline{N}_р$ имеет следующее исходное выражение, отвечающее условиям, когда нагрузки системы $P''_т$ больше или равны максимальной рабочей мощности ТЭС $N_{рт\ XII}$:

$$\overline{N}_р = P''_{ср} - \Delta P''_{ср} - \frac{P''_{XII}}{k} + N_{р.\ XII} + \frac{F_m}{12}, \qquad (24)$$

где $P''_{ср}$ — средний за год максимум нагрузки системы с учетом прироста;

$\Delta P''_{ср}$ — средняя за год величина приращения максимальных нагрузок системы;

P''_{XII} — годовой (декабрьский) максимум нагрузки системы;

k — показатель годового роста нагрузки системы, выражающий отношение декабрьских максимумов нагрузки смежных лет: $k = \frac{P''_{XII}}{P''_{XII.\,0}}$;

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

$N_{р.XII}$ — максимальная (декабрьская) рабочая мощность гидростанций;

F_m — величина мощностей тепловых станций N_{pmXII}, помноженная на время ремонта t_m, выраженная в квт месяцах, т. е. F_m — площадь ремонтов ТЭС.

Рассмотрим значения отдельных составляющих выражения (24), иллюстрируемого рис. 12.

Величина нагрузки $\Delta P''_{ср}$ в выражении (24), покрываемая вводимыми в эксплуатацию мощностями новых станций, является разностью между нагрузкой, включающей годовое приращение $P''_{ср}$, и нагрузкой системы без учета годового прироста $P''_{ср.0}$:

$$\Delta P''_{ср} = P''_{ср} - P''_{ср.0}.$$

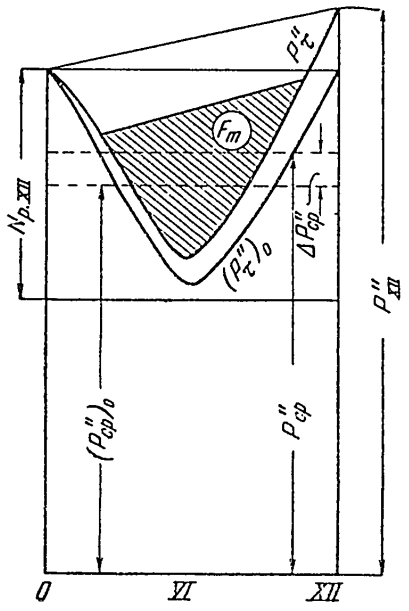

Рис. 12. Зависимость гарантированных мощностей ГЭС $N_р$ от учета прироста нагрузки системы.

Так как средний за год максимум нагрузки, с учетом прироста, равняется:

$$P''_{ср} = \sigma''_{год} P''_{XII} = 0{,}25\,(1 + p''_{VI.0})\left(1 + \frac{1}{k}\right) P''_{XII}, \qquad (25)$$

а средний за год максимум без прироста нагрузки равен:

$$P''_{ср.0} = \sigma''_{год.0}\, P''_{XII.0} = 0{,}5\,(1 + p''_{VI.0})\,\frac{P''_{XII}}{k}, \qquad (26)$$

то, следовательно, величина $\Delta P''_{ср}$, будучи разностью двух выражений (25) и (26), равна:

$$\Delta P''_{ср} = 0{,}25\,(1 + p''_{VI.0})\left(1 - \frac{1}{k}\right) P''_{XII} \text{ (см. рис. 12)}, \qquad (27)$$

где $p''_{VI.0}$ является показателем относительной величины июньского максимума системы без учета прироста нагрузки: $p''_{VI.0} = \frac{P''_{VI.0}}{P''_{XII.0}}$, а остальные обозначения в выражениях (25)—(27) были даны выше.

Далее, нужно определить величину F_m в выражении (24). При заданных площади провала $F_{пр}$ и норме продолжитель-

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

ности ремонта каждого агрегата системы и заданной величине максимальной мощности гидростанции $N_{\text{р. хп}}$ площадь ремонтов $F_{\text{т}}$ в выражении (24) будет равна:

1) для условий, когда $F_{\text{пр}} \geqslant F_{\text{с}}$:

$$F_{\text{т}} = t_{\text{т}} \left(\frac{P''_{\text{хп}}}{k} - N_{\text{р. хп}} \right); \tag{28}$$

2) для условий, когда $F_{\text{пр}} < F_{\text{с}}$:

$$F_{\text{т}} = (1 - kx_{\text{г}}) F_{\text{пр}}, \tag{29}$$

где $x_{\text{г}} = \frac{N_{\text{р. хп}}}{P''_{\text{хп}}}$ и $t_{\text{т}}$ — норма продолжительности ремонта тепловых станций в месяцах.

Пользуясь выведенными значениями $P''_{\text{ср}}$ (25), $\Delta P''_{\text{ср}}$ (27) и $F_{\text{т}}$ (28) и заменив $N_{\text{р. хп}} = x_{\text{г}} P''_{\text{хп}}$, можем вместо (24) окончательно записать:

$$\overline{N}_{\text{р}} = \left[\frac{1}{k} (\sigma''_{\text{год.0}} - 1) + x_{\text{г}} + \frac{t_{\text{т}}}{12} \left(\frac{1}{k} - x_{\text{г}} \right) \right] P''_{\text{хп}}. \tag{30}$$

При этом для условия (29) последний член уравнения (30), т. е. $\frac{t_{\text{т}}}{12} \left(\frac{1}{k} - x_{\text{г}} \right)$, будет соответственно заменен:

$$(1 - kx_{\text{г}}) \frac{F_{\text{пр}}}{12 P''_{\text{хп}}}.$$

Разделив уравнение (30) на величину $N_{\text{р. хп}}$, т. е. на максимальную рабочую мощность ГЭС, получим выражение для коэффициента годовой неравномерности рабочих мощностей гидростанций $\sigma''_{\text{год. г}}$, отличающееся от выражения (30) тем, что вместо $P''_{\text{хп}}$ получается безразмерная величина $\frac{1}{x_{\text{г}}}$, а значение квадратной скобки сохраняется полностью. Таким образом, коэффициент годовой неравномерности рабочих мощностей ГЭС равен:

$$\sigma''_{\text{год. г}} = \frac{\overline{N}_{\text{р}}}{N_{\text{р. хп}}} = \frac{1}{x_{\text{г}}} A, \tag{31}$$

где A — значение квадратной скобки в выражении (30).

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Второе уравнение для определения среднегодовой величины рабочих мощностей ГЭС $\overline{N}_{\text{р}}$ имеет следующее выражение, отвечающее условиям, когда $P''_{\tau\,0} \geqslant N_{\text{ртXII}}$:

$$\overline{N}_{\text{р}} = N_{\text{р. XII}} + \frac{F_{\text{m}}}{12} - R'', \tag{32}$$

где R'' является 0,5 ординаты провала, т. е. величиной, равной 0,5 разности между декабрьским и июньским максимумами нагрузки без учета прироста: $R'' = 0{,}5\,(P''_{\text{XII. 0}} - P''_{\text{VI. 0}})$, а остальные обозначения — прежние.

Разделив уравнение (32) на $N_{\text{р.XII}}$ и заменив последнюю равнозначной величиной $x_{\text{г}} P''_{\text{XII. 0}}$, получим выражение для коэффициента неравномерности рабочих мощностей ГЭС $\sigma''_{\text{год. г}}$, а именно:

1) для условий, когда $F_{\text{пр}} \geqslant F_{\text{с}}$:

$$\sigma''_{\text{год. г}} = 1 + \frac{1}{x_{\text{г}}}\left(\frac{t_{\text{m}}}{12}\, x_{\text{m}} - r''\right), \tag{33}$$

где $x_{\text{m}} = 1 - x_{\text{г}}$ — вся мощность тепловых станций системы (без учета годового прироста), выраженная в долях годового максимума ($P''_{\text{XII. 0}}$);

r'' — относительное значение величины R'', выраженное в долях годового максимума $P''_{\text{XII. 0}}$;

t_{m} — средняя продолжительность ремонта агрегата ТЭС в месяцах;

2) для условий, когда $F_{\text{пр}} < F_{\text{с}}$, величина t_{m} в выражении (33) заменяется $\dfrac{F_{\text{пр}}}{P''_{\text{XII. 0}}}$, а все остальные значения остаются неизменными, т. е.

$$\sigma''_{\text{год. г}} = 1 + \frac{1}{x_{\text{г}}}\left[\frac{F_{\text{пр}}}{12P''_{\text{XII. 0}}}\, x_{\text{m}} - r''\right]. \tag{34}$$

В тех случаях, когда $P''_{\tau.0}$ в отдельные месяцы меньше $N_{\text{рmXII}}$, тогда вместо (32) напишем:

$$\overline{N}_{\text{р}} = P''_{\text{XII.0}} - R'' - \overline{N}_{\text{рm}} + \frac{F_{\text{m}}}{12}, \tag{32а}$$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

где $\bar{N}_{\text{рm}}$ — используемая за год средняя рабочая мощность ТЭС (без учета ремонта);

$$\bar{N}_{\text{рm}} = \frac{zN_{\text{рmXII}} + \int_{\tau=m}^{\tau=n} P''_{\tau.0}\, d\tau}{12},$$

где z — количество месяцев, когда $P''_{\tau.0} \geqslant N_{\text{рmXII}}$, а $(n-m) = (12-z)$ — количество месяцев, когда

$$P''_{\tau.0} < N_{\text{рmXII}}.$$

Соответственно вместо (33), получим:

$$\sigma''_{\text{год.г}} = \frac{1}{x_{\text{г}}}\left(1 - r'' - \bar{x}_{\text{m}} + \frac{t_{\text{m}}}{12}\, x_{\text{m}}\right), \qquad (33\text{а})$$

и вместо (34):

$$\sigma''_{\text{год.г}} = \frac{1}{x_{\text{г}}}\left(1 - r'' - \bar{x}_{\text{m}} + \frac{F_{\text{пр}}}{12P''_{\text{XII.0}}}\, x_{\text{m}}\right), \qquad (34\text{а})$$

где

$$\bar{x}_{\text{m}} = \frac{\bar{N}_{\text{рm}}}{P''_{\text{XII.0}}}.$$

Количественная характеристика коэффициента неравномерности мощностей ГЭС $\sigma''_{\text{год. г}}$, построенная на основе выражений (33) и (34), приводится на рис. 13.

Из данных рис. 13 видно, что во всех случаях величина $\sigma''_{\text{год. г}}$ зависит от режима нагрузки системы, выражаемого показателем r''.

Удельная мощность ГЭС в системе $x_{\text{г}}$ влияет на величину коэффициента $\sigma''_{\text{год. г}}$ во всех тех случаях, когда показатель $r'' > 0{,}0825$. При этом, чем больше величина последнего, тем больше будет сказываться влияние удельного значения мощности ГЭС $x_{\text{г}}$ на коэффициент $\sigma''_{\text{год. г}}$. Во всех же остальных случаях, когда показатель провала нагрузки будет меньше

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

$r'' < 0{,}0825$, величина коэффициента $\sigma''_{\text{год. г}}$ будет определяться только в зависимости от размера последнего (r'') и оставаться неизменной в пределах всего диапазона колебания удельного значения мощности ГЭС $x_г =$ от 0,1 до 1,0.

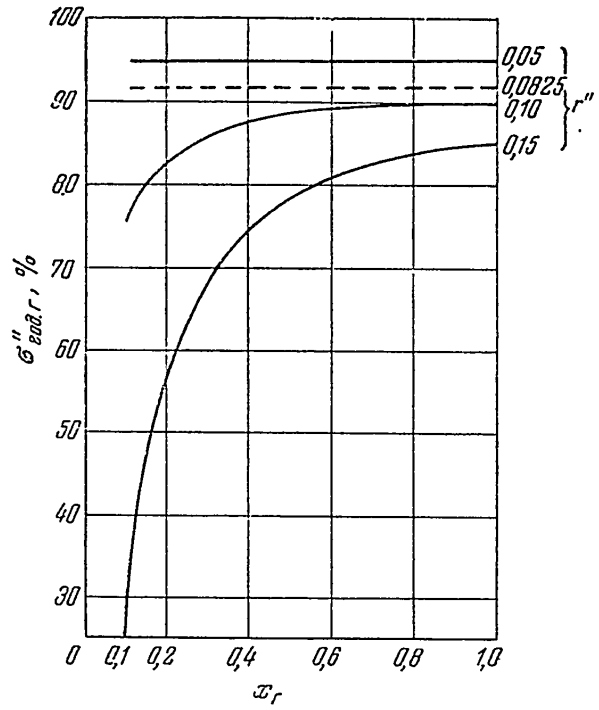

Рис. 13. Зависимость коэффициента неравномерности рабочих мощностей ГЭС $\sigma''_{\text{год. г}}$ от характера нагрузки системы r'' и от удельного веса ГЭС $x_г$.

Количественная характеристика коэффициента неравномерности мощностей $\sigma''_{\text{год. г}}$, выраженная кривыми рис. 13, дает основание для следующих выводов:

1) В энергетических системах, показатели нагрузки которых равны и превышают: $p''_{\text{VI. 0}} \geqslant 0{,}835$, а $r'' \leqslant 0{,}0825$, имеет место равенство между коэффициентами гарантированной нагрузки гидростанций и системы $\sigma''_{\text{год. г}} = \sigma''_{\text{год}}$, т. е. при любом удельном значении мощности ГЭС, в пределах $x_г = 0{,}15 \div 1{,}0$, коэффициент неравномерности рабочих мощностей ГЭС $\sigma''_{\text{год. г}}$ равен коэффициенту годовой неравномерности месячных максимумов нагрузки систем $\sigma''_{\text{год}}$.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Указанные выше значения показателей нагрузки $r'' = 0{,}0825$ и $p''_{\text{VI. 0}} = 0{,}835$ близки к средним величинам, свойственным энергосистемам СССР. Следовательно, в очень многих системах должно иметь место равенство $\sigma''_{\text{год. г}} = \sigma''_{\text{год}}$; это означает, что в указанных случаях коэффициент $\sigma''_{\text{год. г}}$ будет колебаться от 0,917 (при $p''_{\text{VI. 0}} = 0{,}835$) до 0,96 (при $p''_{\text{VI. 0}} = 0{,}92$).

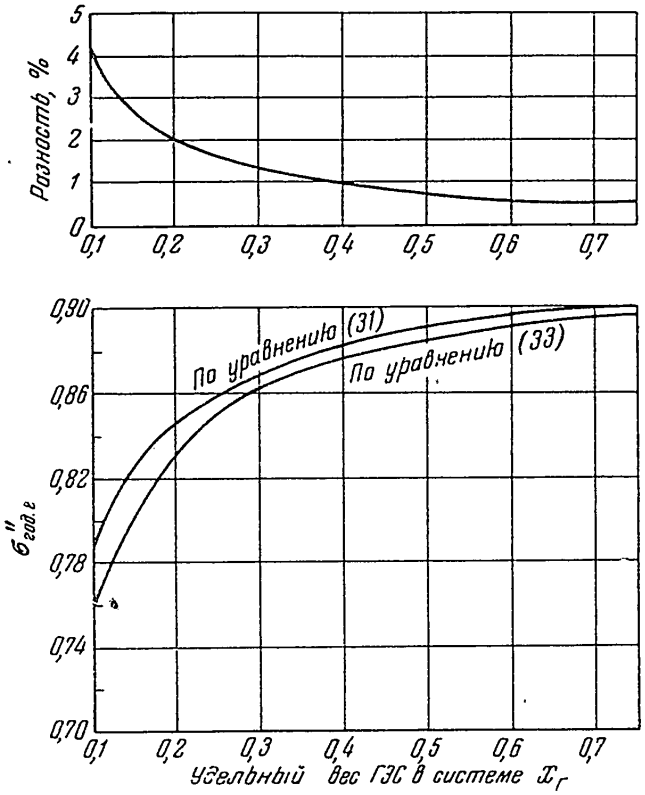

Рис. 14. Характеристика коэффициентов годовой неравномерности рабочих мощностей ГЭС $\sigma''_{\text{год. г}}$ в зависимости от метода расчета (применительно к нагрузке системы, характеризуемой $p''_{\text{VI. 0}} = 0{,}8$ и $r'' = 0{,}1$).

2) В остальных энергетических системах, характеризуемых показателями нагрузки $p''_{\text{VI. 0}} < 0{,}835$ и $r'' > 0{,}0825$, имеет место неравенство коэффициентов: $\sigma''_{\text{год. г}} < \sigma''_{\text{год}}$.

В системах с весьма неравномерной нагрузкой и с малым удельным значением $x_г$ коэффициент неравномерности мощностей ГЭС $\sigma''_{\text{год. г}}$ будет существенно отличаться от коэффициента

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

системы $\sigma''_{\text{год}}$. Так, например, для систем, характеризуемых $r'' = 0{,}15$ и $p''_{\text{VI. 0}} = 0{,}7$, и для ГЭС с удельным значением $x_{\text{г}} = 0{,}5$ коэффициент $\sigma''_{\text{год. г}}$ будет почти в два раза меньше коэффициента системы $\sigma''_{\text{год}}$.

Из предыдущего видно, что коэффициент неравномерности рабочих мощностей ГЭС может быть определен двумя способами.

Ввиду идентичности условий использования действующих гидростанций в обоих вариантах результаты расчетов, полученных по выражениям (31) и (33), показали, что существенной разницы между последними нет.

Так, например, если сопоставить коэффициенты $\sigma''_{\text{год. г}}$ по (31) со значениями коэффициентов $\sigma''_{\text{год. г}}$, определяемых по (33) (рис. 14), то при одинаковых условиях нагрузки систем, характеризуемых показателями $p''_{\text{VI. 0}} = 0{,}8$ и $r'' = 0{,}1$, наибольшая разница между ними достигается при малых удельных значениях ГЭС, равных $x_{\text{г}} = 0{,}1 \div 0{,}15$, и составляет $2{,}6 \div 4{,}0\%$ (см. верхний график рис. 14). С возрастанием величины $x_{\text{г}}$ разница между полученными величинами коэффициентов $\sigma''_{\text{год. г}}$ все уменьшается, составляя, например, при $x_{\text{г}} = 0{,}3$; 0, 5 и 0,7 соответственно: 1,2; 0,8 и 0,5%, что подтверждает возможность пользования для практических целей любым из указанных уравнений: (31) или (33).

§ 2. Коэффициент неравномерности располагаемых мощностей

При определении средних величин рабочих мощностей $\overline{N}_{\text{р}}$, соответствующих условиям недублирования максимальных мощностей ГЭС, равных $N_{\text{р. хп}}$, фактор ремонта собственных агрегатов гидростанций не учитывался. Чтобы произвести ремонт, гидростанции должны располагать дополнительными возможностями сверх тех, которые были установлены при анализе величин рабочих мощностей ГЭС.

Для производства ремонта не требуется дополнительной обеспеченности гидростанций водой сверх того ее количества, которое необходимо по условиям использования рабочих мощностей ГЭС для покрытия нагрузок системы. Однако на потребную располагаемую мощность гидростанции по напору фактор ремонта влияет. Связь между ремонтом агрегатов гидростанций и необходимыми величинами напоров проявляется косвенным путем. В период ремонта, когда часть гидроагрегатов не работает, пропускная способность гидростанций снижается. При этом, однако, гидростанции должны располагать такими возмож-

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

постями, чтобы при снижении их пропускной способности гарантировать отдачу своих рабочих мощностей, в соответствии с условиями и требованиями, рассмотренными выше. Следовательно, в каждый момент времени τ каждая гидростанция должна располагать напором, по величине равным

$$H_\tau = \frac{N_{\text{р.}\tau}}{9{,}81\eta Q_{\text{агр}}(m - m_{\text{рем}})}, \qquad (35)$$

где H_τ — напор ГЭС в метрах для месяца τ, обеспечивающий возможность отдачи рабочих мощностей ГЭС, равных в момент τ величине $N_{\text{р.}\tau}$;

η — к. п. д. ГЭС;

m — число агрегатов ГЭС;

$m_{\text{рем}}$ — то же, находящихся в ремонте;

$Q_{\text{агр}}$ — пропускная способность одного агрегата ($м^3$/сек.).

В период годового максимума нагрузки системы (декабрь) величина напора H_{XII}, согласующаяся с максимальным значением недублируемой мощности ГЭС $N_{\text{р. XII}}$, соответственно должна быть равна

$$H_{\text{XII}} = \frac{N_{\text{р. XII}}}{9{,}81\eta m Q_{\text{агр}}}. \qquad (36)$$

Таким образом, во время ремонтов на гидростанциях, для гарантии отдачи рабочих мощностей $N_{\text{р}\tau}$, в момент τ ГЭС должны располагать по напорам мощностями (включая мощность ремонтируемых агрегатов), равными $N_{\text{рп}}$:

$$N_{\text{рп}} = \frac{H_\tau}{H_{\text{XII}}} N_{\text{р. XII}}. \qquad (37а)$$

Подставив значения H_τ и H_{XII} в соответствии с выражениями (35) и (36), можно вместо (37а) написать:

$$N_{\text{рп}} = \left(\frac{m}{m - m_{\text{рем}}}\right) N_{\text{р.}\tau} = \left(\frac{N_{\text{р. XII}}}{N_{\text{р. XII}} - N^{\text{г}}_{\text{рем}}}\right) N_{\text{р.}\tau}, \qquad (37б)$$

где $N^{\text{г}}_{\text{рем}}$ — мощность агрегатов ГЭС, находящихся в ремонте в момент τ.

Эта особенность (располагаемая мощность по напору) имеет важное значение для регулирующих гидростанций при выборе параметров турбин и при определении глубины и режима сработки водохранилищ. В течение года переменное значение напоров регулирующих ГЭС ощущается, главным образом, в зимние месяцы и на последнем этапе предпаводковой сработки водохранилищ. В летние и осенние месяцы

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

гидростанции обычно располагают по напору мощностями, бо́льшими или близкими к максимальным — $N_{\text{р. XII}}$. В многоводные годы, в период наступления пика паводка, располагаемая мощность низконапорных ГЭС $N_{\text{рп}}$ может оказаться ниже величины $N_{\text{р.т}}$.

Приведем числовой пример, имеющий иллюстративное значение.

Установленная, недублируемая мощность ГЭС равна $N_{\text{у}} = N_{\text{р. XII}} = 240$ мгвт, число агрегатов $m = 10$, расчетный расход одного агрегата $Q_{\text{агр}} = 100$ м³/сек. и другие необходимые исходные данные для определения величины $N_{\text{рп}}$ приведены в табл. 3.

Таблица 3

Месяцы	X	XI	XII	I	II	III
Рабочая мощность $N_{\text{р.т}}$, мгвт	192	216	240	240	216	192
Мощность в ремонте $N^{\text{г}}_{\text{рем}}$, мгвт	24	24	0	0	24	24
$m - m_{\text{рем}}$	9	9	10	10	9	9
Необходимый напор согласно (35) равен $H_{\text{т}}$, м	26,5	30	30	30	30	26,5
Фактический напор H, м	30,5	30,3	30	29,5	28,7	27,5
Необходимая величина $N_{\text{рп}}$, мгвт	213	240	240	240	240	213
Фактическая величина $N_{\text{рп}}$, мгвт, определяемая фактическим напором H и $N_{\text{у}} = 240$ мгвт	240	240	240	236	230	220
Неиспользуемые избытки (+) и дефицит (—), снижающий величину недублируемой мощности, мгвт	+27	0	0	—4	—10	+7

Из данных табл. 3 следует, что в данном случае имеется возможность для проведения ремонтов на ГЭС в течение четырех месяцев из шести. В остальные месяцы имеется дефицит в мощностях, равный 4—10 мгвт, вызываемый изменением напоров.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Дефицит, достигающий в феврале 10 мгвт, означает, что величина недублируемой мощности ГЭС составляет 230 мгвт при установленной $N_y = 240$ мгвт.

Из выражения (37б) можно написать, что средняя за год величина располагаемой по напору мощности гидростанции (включая мощность ремонтируемых агрегатов), отвечающая условиям баланса мощностей системы, равна

$$\overline{N}_{рп} = \left(\frac{12}{12 - t_г}\right)\overline{N}_р, \tag{38}$$

где $\overline{N}_р$ — средняя за год рабочая мощность ГЭС;
$t_г$ — норма времени текущего и капитального ремонтов агрегата ГЭС, выраженная в долях месяца.

Соответственно, коэффициент годовой неравномерности располагаемых мощностей ГЭС по напору $\sigma^{II}_{год.\,г}$ будет равен

$$\sigma^{II}_{год.\,г} = \left(\frac{12}{12 - t_г}\right)\sigma''_{год.\,г}, \tag{39}$$

где $\sigma''_{год.\,г}$ — коэффициент годовой неравномерности рабочих мощностей ГЭС, определяемый по (33).

В условиях, когда $F_{пр} < F_с$, следует величину $t_г$ в выражении (39) заменить величиной $\frac{F_{пр}}{12P''_{XII.0}}$.

Количественная характеристика коэффициента располагаемых мощностей ГЭС $\sigma^{II}_{год.\,г}$ применительно к типовым графикам нагрузки систем и для двух значений норм времени ремонта гидроагрегатов $t_г$ приводится на рис. 15. Кривые $\sigma^{II}_{год.\,г}$ левой фигуры рис. 15 соответствуют средней норме продолжительности капитального и текущих ремонтов $t_г = 1$ мес., а кривые $\sigma^{II}_{год.\,г}$ правой фигуры $t_г = 0{,}6$ мес.

В условиях, когда $t_г = 1$ мес., гидростанции должны располагать в течение всего года (в периоды покрытия месячных максимумов нагрузки системы) всей своей мощностью в тех случаях, когда показатели нагрузки $p''_{VI.0} \geqslant 0{,}835$ и $r'' \leqslant 0{,}0825$.

В условиях, когда $t_г = 0{,}6$ мес., гидростанции должны располагать в течение года всей своей мощностью только в тех случаях, когда показатели нагрузки $p''_{VI.0} > 0{,}9$ и $r'' < 0{,}05$.

Следовательно, в указанных выше условиях коэффициент $\sigma^{II}_{год.\,г}$ должен быть равен единице, вне зависимости от удельного значения мощности ГЭС в системе $x_г$ (см. рис. 15).

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Гидростанциям может быть присуща относительно большая годовая неравномерность мощностей, сочетающаяся с условиями недублирования в тех системах, в которых режим максимальных нагрузок неравномерен, а удельный вес ГЭС не превышает 50%. Как видно из рис. 15, величина коэффициента неравномерности $\sigma^{II}_{\text{год. г}}$ меньше 0,85 при показателях нагрузки системы $p''_{\text{VI. 0}} \leqslant 0{,}70$ и при удельном значении мощности ГЭС $x_{\text{г}} \leqslant 0{,}5$.

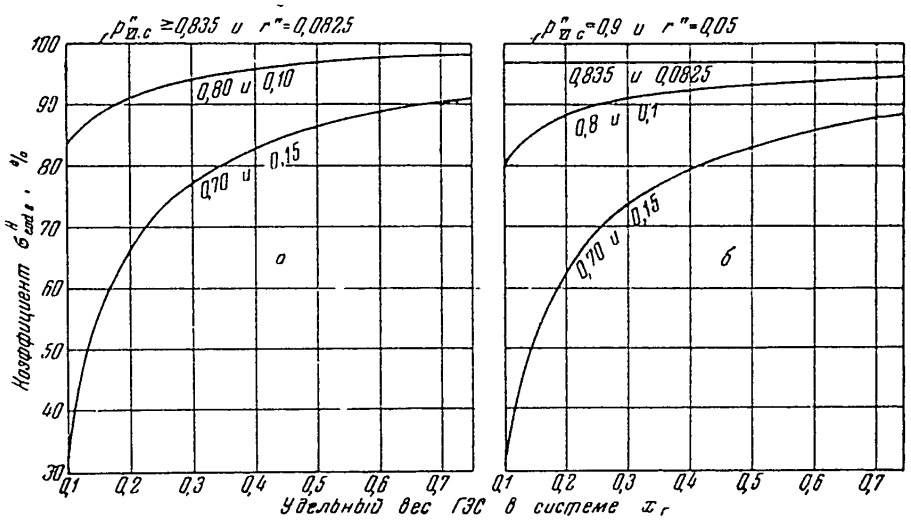

Рис. 15. Значение коэффициента располагаемых мощностей ГЭС по уравнениям (33) и (39):

а — при $t_{\text{г}} = 1$ м; *б* — при $t_{\text{г}} = 0{,}6$ м

В энергетических системах СССР со средними показателями нагрузки $p''_{\text{VI. с}} = 0{,}80 \div 0{,}835$, в которых удельное значение ГЭС $x_{\text{г}} > 0{,}25$, коэффициенты располагаемых по напору мощностей должны быть по условиям недублирования равны или больше: от $\sigma^{II}_{\text{год. г}} \geqslant 0{,}90$ (при $p''_{\text{VI. 0}} = 0{,}8$ и $t_{\text{г}} = 0{,}6$ м) до $\sigma^{II}_{\text{год. г}} = 1{,}0$ (при $p''_{\text{VI. 0}} \geqslant 0{,}835$ и $t_{\text{г}} = 1{,}0$ м).

При этих условиях, а тем более в системах с более высокими показателями нагрузки, гидростанции должны в течение всего года располагать по напору мощностью $N_{\text{рп}} \geqslant N_{\text{р. хп}}$.

И только лишь при таком режиме мощностей имеются возможности для использования в системе без дублирования максимальной рабочей мощности ГЭС, равной $N_{\text{р. хп}}$.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

§ 3. Характер распределения мощностей

Характер распределения во времени рабочих мощностей ГЭС $N_{р.т}$, отвечающий условиям сохранения энергобаланса систем, определяется формой графика нагрузок последних, удельным значением мощностей ГЭС $x_г$ и формой графика ремонта тепловых агрегатов системы. Характер распределения располагаемых мощностей ГЭС $N_{рп}$ при этих же условиях зависит также и от формы графика ремонта агрегатов ГЭС.

Естественно, что при значении коэффициента неравномерности $\sigma^{H}_{год.\,г} = 1$ характер распределения располагаемых мощностей ГЭС во времени имеет однозначное выражение, представляя прямую линию. Следовательно, исследование характера распределения располагаемых мощностей ГЭС в соответствии с требованиями системы имеет значение только при условии, если коэффициент $\sigma^{H}_{год.\,г}$ меньше единицы.

Это означает, что в условиях нагрузки значительного числа энергосистем СССР (когда $p''_{VI.\,0} \geqslant 0{,}83$) характер распределения во времени, т. е. режим недублируемых мощностей ГЭС очевиден без специального исследования и проектирования, а именно, он изображается примерно прямой линией.

Однако наличие на гидростанциях дублируемых мощностей $N_у > N_{р.\,хп}$, экономически оправдываемых за счет выработки сезонной энергии, может частично изменить характер распределения гарантируемых мощностей ГЭС $N_{р.т}$ и $N_{рп}$.

Форма графиков ремонтов тепловых и гидравлических агрегатов станций должна предопределяться формой провала графика месячных максимумов нагрузки систем. Однако в реальных условиях время ремонта ТЭС и ГЭС дополнительно зависит еще от ряда других факторов. К ним относятся: годовой режим водотока, наличие сезонной, дублируемой мощности на ГЭС ($N_у - N_{р.\,хп}$) и условия организации и производства ремонта на станциях. Сезонная, дублируемая мощность на ГЭС, которая обеспечена водой и напором не только в годы повышенной водности, но и в паводки маловодных (и особо многоводных, учитывая снижение напоров) лет, является предпосылкой для изменения графика ремонта тепловых станций.

При использовании сезонной мощности гидростанций для указанных целей и при концентрации работ по ремонту тепловых станций в период весенних половодий уменьшается объем ремонта на ТЭС в остальное время года. Поэтому гаран-

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

тированные рабочие в располагаемые мощности гидростанций в непаводковые месяцы могут быть уменьшены. Таким образом, использование сезонной мощности ГЭС в качестве ремонтного резерва для тепловых станций является фактором изменения годовых графиков распределения рабочих и располагаемых мощностей ГЭС ($N_{р.т}$ и $N_{рп}$), не нарушая при том энергетического баланса системы.

Концентрация большей части ремонтных работ в кратковременный период половодий создает организационно-производственные трудности и может удорожить ремонт. Однако, когда провалы в графиках нагрузки относительно невелики для того, чтобы отремонтировать все агрегаты системы, и когда использование сезонной мощности ГЭС освобождает от необходимости иметь специальный ремонтный резерв или сокращает его, тогда целесообразность концентрации ремонта очевидна. Когда же провалы в графиках нагрузки достаточно велики, необходимость в концентрации ремонтных работ на ТЭС в период половодий отпадает. В этих случаях во время паводков сезонная мощность на ГЭС обусловливает соответствующее снижение нагрузки тепловых станций с целью экономии топлива, но не дает экономии мощностей в системе.

Таким образом, выявив характер изменения месячных максимумов нагрузки систем, определив площадь ремонтов F_m тепловых станций и располагая данными о наличии сезонной мощности на гидростанциях ($N_у - N_{р.хп}$), мы тем самым обладаем всеми нужными исходными данными для определения годового режима отдачи гарантированных рабочих мощностей ГЭС $N_{р.т}$. Методика определения характера распределения последних ($N_{р.т}$) во времени представляет собой сочетание несложных графических приемов с использованием некоторых аналитических зависимостей, которые были приведены выше. Методика расчетов заключается в следующем (см. также нашу работу [10]).

Чтобы определить режим гарантированных рабочих мощностей $N_{р.т}$, необходимо сначала выявить годовой график рабочих мощностей всех ГЭС системы в целом, включая и проектируемую, затем определить график мощностей без проектируемой станции. Разница между этими графиками составит искомый график рабочих мощностей проектируемой ГЭС.

На графиках месячных максимумов системы $P''_т$ (рис. 16 и 16а), построенных согласно (1) и (6), проводится линия LM, определяемая удельным весом максимальной мощности гидростанций в годовом максимуме системы $\left(x_г = \frac{N_{р.хп}}{P''_{хп}}\right)$, которая делит графики на две зоны: верхняя относится к гидравличе-

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

ским, а нижняя — к тепловым станциям. Верхняя зона определяет минимально необходимое участие ГЭС, а нижняя — максимально возможное участие ТЭС в покрытии месячных максимумов системы, без учета ремонта.

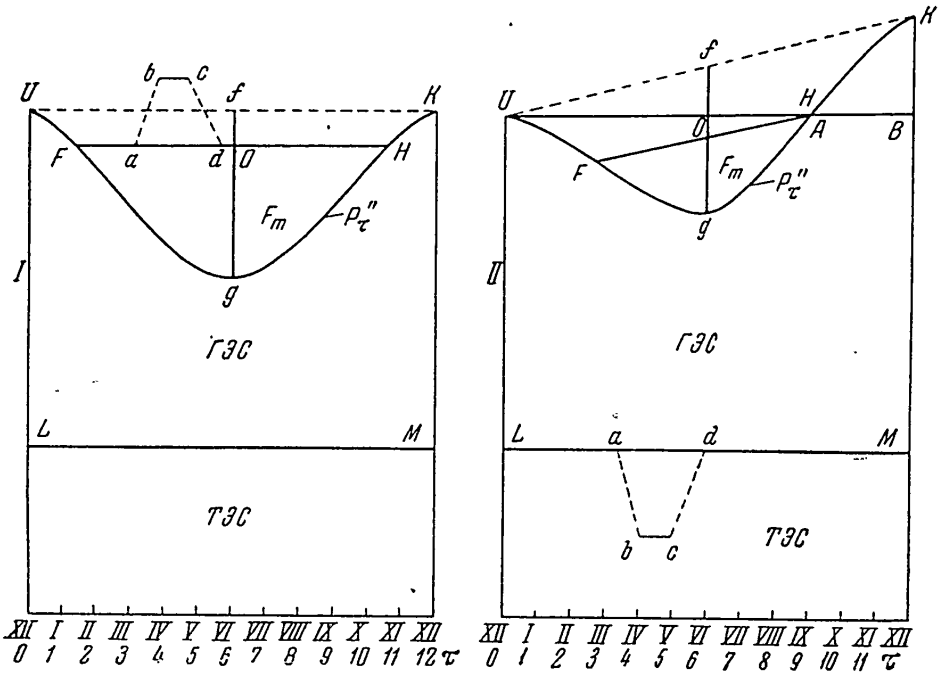

Рис. 16. Схема определения годового режима гарантированных рабочих мощностей гидростанций.

Рис. 16, *I* соответствует условиям, когда режим работы действующих (и проектируемых) станций определяется без учета прироста нагрузки и прироста новых генерирующих мощностей в течение расчетного года. Кривая максимумов P_τ'' (рис. 16, *I*) определяет, таким образом, характер изменения основных нагрузок системы без учета годового прироста.

На рис. 16, *II* приведена кривая месячных максимумов P_τ'', учитывающая годовой прирост нагрузки. Однако предпосылки, определяющие режим работы действующих (и проектируемых) станций, на рис. 16, *II* не меняются по сравнению с рис. 16, *I*.

Построения рис. 16, *II* также исходят из условия, что вся мощность действующих (и проектируемых) ГЭС уже полностью освоена до расчетного года и что, следовательно, годовой прирост нагрузки системы может покрываться за счет

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

вновь вводимых мощностей. В соответствии с этими условиями на рис. 16, *II* проводятся две линии параллельно оси времени: одна верхняя *AB*, отсекающая годовой прирост нагрузки системы, и вторая — *LM*, точки *L* и *M* которой определяются величиной максимальной мощности ГЭС ($N_{р.\,хп}$), используемой при покрытии годового максимума нагрузки системы. Нижняя часть площади, отсекаемая линией *LM*, определяет предельно возможное участие действующих тепловых станций в покрытии графика нагрузок, а верхняя часть площади — между линиями *LM* и *AB* — определяет соответственно минимально требуемое участие ГЭС, без учета ремонта тепловых агрегатов.

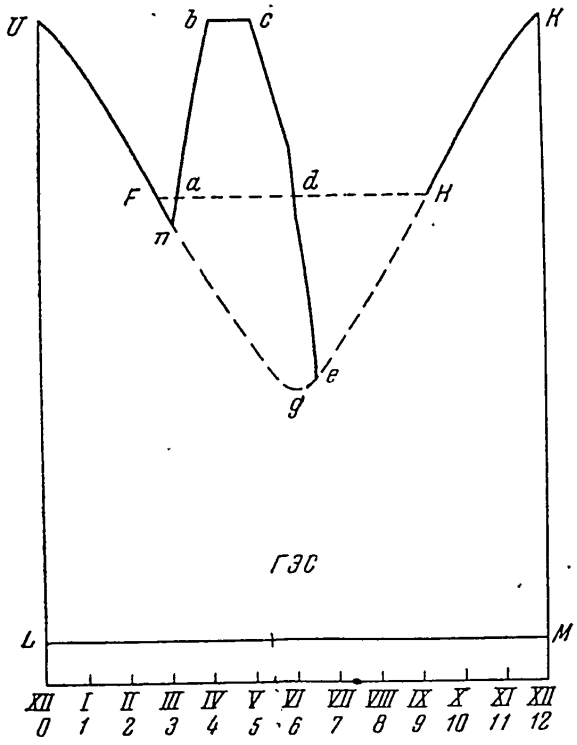

Рис. 16а. Схема определения годового режима гарантированных рабочих мощностей гидростанций.

Ремонт тепловых агрегатов системы производится в период «провала» в графике нагрузок. В «провалах» графиков нагрузок (см. рис. 16, *I*, *II*) выделяется площадь *FgH*, требуемая для производства ремонтов ТЭС. Линия *FH*, ограничивающая эту площадь, проводится параллельно линии *UfK* через точку *O*. Местоположение точки *O* определяется следующим образом. По рис. 11 или 11а определяется размер площади «провала» графика нагрузок $F_{пр} = UgK$. Затем находится отношение площади ремонта ТЭС F_m ко всей площади «провала» $F_{пр}$ по уравнениям (28) и (29). Для этого отношения $\frac{F_m}{F_{пр}}$ по рис. 17 устанавливается величина отрезка *Og* ко всей длине ординаты *fg* «провала» графика нагрузок, т. е. определяется $\frac{Og}{fg}$ (см. рис. 16, *I*, *II*).

Построив линию *FH*, имеем возможность определить родо-

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

вой режим рабочих мощностей $N_{р.т}$, удовлетворяющий минимальным требованиям системы, с учетом производства ремонтов на тепловых станциях.

Применительно к условиям, отвечающим рис. 16, *I* и 16, *II*, годовой режим мощностей ГЭС $N_{р.т}$ выражается соответственно графиками:

UFOHK и *UFOHAB*.

Гидростанции, не обладающие большими регулирующими емкостями, вынуждены, во избежание слива, работать в периоды паводков с полной нагрузкой своих турбин.

На гидростанциях средних и высоких напоров, где не вся установленная мощность может быть полноценно использована без дублирования, имеются в периоды половодья сезонные избытки мощностей.

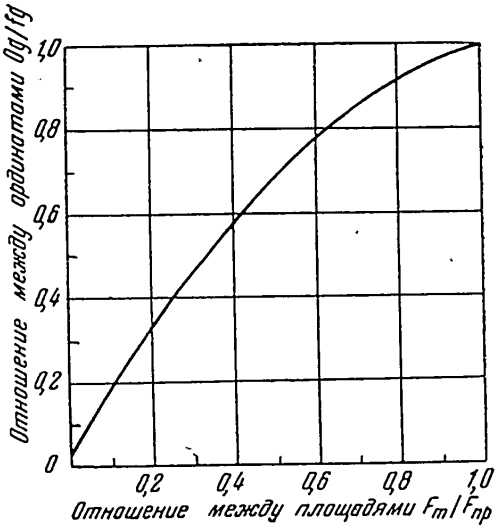

Рис. 17. Кривая связи отношений ординат Og / fg и площадей $F_т / F_{пр}$.

В этих условиях располагаемая мощность ГЭС во время паводков будет обычно больше гарантированных мощностей, требуемых системой.

Избыточная сезонная мощность ГЭС, в зависимости от условий производства ремонта в системе, может быть использована следующим образом.

Первый случай. Площадь «провала» в графике нагрузки оказалась достаточной для того, чтобы разместить в ней весь график ремонта агрегатов системы (см. рис. 16, *II*), тогда вся избыточная (сверх гарантированной) мощность ГЭС используется в периоды паводков для снижения нагрузки тепловых станций, с целью экономии топлива. Применительно к этим условиям, мы откладываем вниз от линии рабочих мощностей *UFOHAB* располагаемую мощность ГЭС по водотоку (как это показано на рис. 16, *II*), в результате чего образуется на графике площадка *abcd*, выражающая размер дополнительной (сверх гарантированной) мощности гидростанций взамен тепловых станций. Таким образом, наличие в данных условиях площадки *abcd* не меняет годового баланса мощностей в системе, а следовательно, не меняет величин и годового режима гарантированных рабочих мощностей, определяемых графиком *UFOHAB* и линией *LM*.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Второй случай. Площадь «провала» в графике нагрузки недостаточно велика для размещения в ней графика ремонта (рис. 16, *I*). В этих условиях сезонная мощность ГЭС может быть использована в системе вместо ремонтного резерва для замены ремонтируемых тепловых агрегатов. Для выявления дополнительных возможностей гидростанций график располагаемых по водотоку мощностей накладывают на график рабочих мощностей ГЭС, совмещая их основания на линии *LM*. Образовавшаяся в результате наложения площадь *abcd* показывает на графике зону дополнительно возможного ремонта ТЭС. Этим самым может быть сокращен ремонтный резерв системы или сокращен размер ремонтируемых мощностей в остальной период на величину $\left(\frac{T_р}{T_р - T_п}\right) S$,

где S — площадь *abcd*, рис. 16, *I*;

$T_р$ — продолжительность ремонтов, определяемая линией *FH*;

$T_п$ — продолжительность паводка, соответствующая линиям $\frac{ad + bc}{2}$.

Таким образом, в рассматриваемом случае наличие площадки *abcd* меняет баланс мощностей систем и видоизменяет годовой режим рабочих мощностей ГЭС, выражаемый графиком *UFabcdHK* (рис. 16,*I*).

Третий случай. Выявленные в первых двух случаях потребности в мощностях $N_{р.т}$ не могут быть полностью обеспечены гидростанциями во время ремонта агрегатов ТЭС. При этом гидростанции располагают избыточными мощностями во время паводков (площадь *abcd* на рис. 16а). Используя эти мощности, можно перераспределить во времени нагрузку ГЭС, обусловленную ремонтом тепловых станций, т. е. можно уменьшить площадь *FgH* за счет использования площади *abcd* (рис. 16а). Если площадь сезонных мощностей ГЭС *nabcde* равна площади *FgH*, то годовой режим мощностей ГЭС $N_{р.т}$ будет определяться графиком *UnabcdeK*. Если же площадь *nabcde* больше площади *FgH*, то разница между первой и второй используется согласно рис. 16, *II*. В тех условиях, когда *FgH* больше *nabcde* последняя используется для сокращения площади *FgH* подобно тому, как это было предусмотрено во втором случае.

Глава VI

ГАРАНТИРОВАННАЯ ВЫРАБОТКА ЭНЕРГИИ ГИДРОСТАНЦИЙ

Величина гарантированной выработки энергии ГЭС является минимумом выработки гидроэнергии в расчетные маловодные годы, ниже которого система не может свести баланс

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

энергии и обеспечить надежность электроснабжения. Величина гарантированного минимума выработки энергии зависит от тех же факторов, что и величина гарантированных рабочих мощностей ГЭС; кроме того, она также определяется зоной, занимаемой гидростанциями в суточных графиках нагрузки системы. Зона, занимаемая гидростанциями в суточных графиках нагрузки, зависит как от энергетических факторов, так и от характера потребления воды другими отраслями водохозяйственного комплекса.

К энергетическим факторам относится величина рабочих мощностей ГЭС $N_р$, определяемая на основе баланса мощностей системы. Рабочая мощность ГЭС, участвующая в покрытии суточных максимумов нагрузки системы, в течение года является переменной величиной. Следовательно, зона гидростанций в суточных графиках системы во времени не может оставаться стабильной.

Кроме того, форма суточных графиков нагрузки систем в целом и форма отдельных зон графиков также меняются в течение года. Если даже в отдельные периоды года гидростанции занимают одну и ту же зону в суточных графиках системы, то это еще не значит, что количество гарантированной энергии ГЭС может остаться неизменным.

Так, например, если гидростанции с одинаковой величиной рабочей мощности участвуют в покрытиях пиков суточных графиков нагрузки системы в декабре и июле, то количество их гарантированной энергии будет разное, если пики этих графиков будут различны. Если при этом гидростанции занимают одинаковые зоны в графиках покрытия нагрузки, то соотношения между гарантированной энергией и рабочей мощностью в обоих случаях будут разные.

Еще более существенное влияние на годовой режим гарантированной выработки ГЭС может иметь характер использования воды другими отраслями водохозяйственного комплекса, в особенности ирригацией и судоходством. Когда потребности последних не удовлетворяются энергетическим режимом годового регулирования стока или режимом суточных попусков воды в нижний бьеф и приходится повысить отдачу зарегулированной воды в периоды полива и навигации, то этим самым предопределяется рост выработки ГЭС в эти периоды и видоизменяется весь годовой график гарантированной выработки ГЭС.

Таким образом, факторами, определяющими величину и режим гарантированной выработки энергии ГЭС (отвечающие требованиям системы и всего водохозяйственного комплекса), являются: 1) гарантированные рабочие мощности $N_р$ ГЭС, 2) место (зона) гидростанций, занимаемое в суточных графиках системы, зависящее как от величины последних ($N_р$), так и от

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

дополнительных требований неэнергетических водопользователей и ограничений, накладываемых тепловыми станциями, и 3) форма суточных графиков нагрузки системы и ее изменения во времени.

Зная формы и параметры суточных графиков нагрузки системы, определив величины гарантированных рабочих мощностей ГЭС по месяцам года и разместив гидростанции в суточных графиках систем по направлению от вершины пика к основанию, найдем минимально возможные размеры гарантированной выработки ГЭС, определяемые требованиями энергетики.

В этих условиях количество гарантированной энергии в каждом случае будет зависеть от величины рабочей мощности ГЭС $N_р$ и от формы соответствующей ей ($N_р$) площади пиковой части графика нагрузки системы, заполняемой ГЭС. Чем плотнее будет площадь графика системы, занимаемая ГЭС, тем больше будет соотношение между гарантированной среднесуточной мощностью [1] $N_{гар}$ и рабочей мощностью ГЭС $N_р$. Естественно, что в отдельные периоды года отношение $N_{гар}/N_р$ может быть равно единице в тех случаях, когда гидростанции, по условиям неэнергетического водопользования (или отсутствия суточного регулирования), вынуждены покрывать базисную часть суточных графиков системы.

Таким образом, для выявления величин гарантированных среднесуточных мощностей ГЭС $N_{гар}$, при отсутствии ограничений со стороны неэнергетических водопользователей, задача сводится к нахождению зависимости: $N_{гар}$ от $N_р$ и зоны (площади) графика системы, занимаемой ГЭС. При наличии ограничений, когда необходимо иметь постоянный попуск воды в нижний бьеф (определяющий постоянную величину мощности $N_{пост}$), задача сводится к нахождению зависимости: $N_{гар}$ от $N_р$, $N_{пост}$ и зоны (площади) графика системы, занимаемой ГЭС.

§ 1. Гарантированная суточная выработка энергии ГЭС

Форма переменной части суточных календарных графиков нагрузки систем представляет собою сложный вид кривой. Превращение календарного графика в график нагрузки по продолжительности существенно упрощает вид этой кривой. Для решения значительного числа энергетических задач можно пользоваться кривыми продолжительности и интегральными кривыми пиковой части нагрузки. К этой категории задач

[1] Для удобства в дальнейшем будем также пользоваться термином «гарантированная среднесуточная мощность», являющаяся частным от деления гарантированной выработки энергии ГЭС на время в часах за сутки, месяц, год и т. п.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

относится также определение величины гарантированной выработки ГЭС $Э_{гар}$, являющееся предметом нашего исследования.

Для определения суточной величины выработки $Э_{гар}$ (или среднесуточной гарантированной мощности $N_{гар}$), удовлетворяющей систему, нам нужно знать энергетическую емкость графика нагрузки и характер ее изменения в зависимости от величины ординаты нагрузки (мощности); при этом нас интересует изменение емкости графика нагрузки в направлении от вершины пика до базиса. Изменение емкости суточного графика нагрузки в зависимости от повышения ординаты (мощности) графика характеризуется степенью изменения плотности пиковой части графика нагрузки.

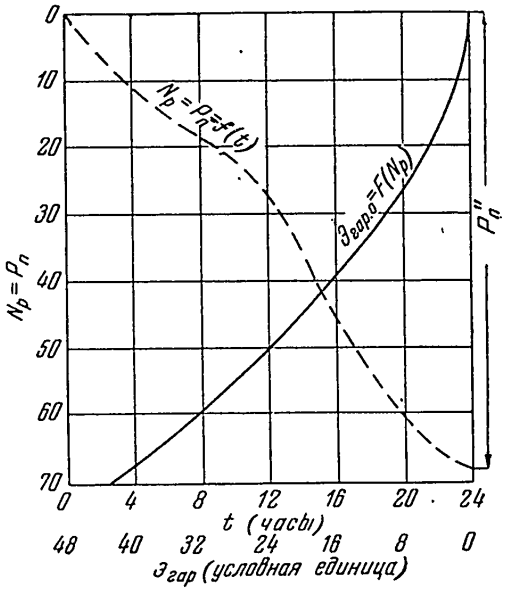

Рис. 18. Кривая продолжительности пиковой нагрузки системы $P_п$ (рабочей мощности ГЭС — $N_р$) и интегральная кривая гарантированной выработки ГЭС $Э_{гар}$ в зависимости от величины $N_р = P_п$.

Если обозначить ординату пиковой части графика нагрузки $N_р = P_п$, величина которой изменяется от 0 до максимального значения, равного $P''_п$ (рис. 18), то емкость соответствующей зоны пиковой части графика является функцией величины $N_р$ и формы графика.

Следовательно, для определения емкости пиковой части графиков нагрузки, выражаемой, например, в квт-час. энергии $Э_{гар}$ (или среднесуточной мощности $N_{гар}$), нужно знать характер зависимости: $Э_{гар}$ от $N_р$ и формы пиковой части графиков нагрузки системы.

При величине $N_р = P''_п$ количество энергии $Э_{гар}$ определяется емкостью всей пиковой части графика нагрузки. С того момента, когда ордината графика $N_р$ начинает превышать величину $P''_п$ и, следовательно, возрастать за счет базисной части графика нагрузки, наступает изменение в характере приращения энергии. Приращение энергии базисной части графика нагрузки в зависимости от величины мощности, равной $(N_р - P''_п)$, пропорциональна величине последней. Таким

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

образом, для условий, когда ордината $N_р > P''_п$, соответствующее количество энергии за сутки будет равно:

$$Э_{гар} = 24\,(N_р - P''_п) + Э_п, \qquad (40)$$

где $Э_п$ — емкость пиковой части графика нагрузки, выраженная в квт-час.

Разделив уравнение (40) на 24, получим ту же характеристику, выраженную в среднесуточных мощностях:

$$N_{гар} = N_р - P''_п + \overline{P}_п. \qquad (41)$$

Таким образом, кривая (см. рис. 18), характеризующая зависимость $Э_{гар}$ (или $N_{гар}$) от мощности $N_р$, представляет собою обычную интегральную кривую нагрузки, но с той лишь разницей, что она выражает изменение нагрузки не от нуля до максимума, а наоборот,— от вершины пика до основания графика нагрузки.

Для теоретических исследований и обобщений, базирующихся на анализе большого количества случаев, а также для выбора параметров проектируемых гидростанций, целесообразен подбор аналитического выражения для определения величины $Э_{гар}$ (или $N_{гар}$).

По этому поводу в энергетической литературе имеется ряд предложений [1, 2, 3, 7, 8, 9]. Общим для всех рекомендуемых уравнений является то, что они представляют собою показательные функции. Однако по методу определения параметров уравнения они отличаются тем, что по рекомендациям одних [1, 3, 7, 8] параметры могут быть найдены на основе заданных календарных графиков нагрузки и соответствующих им интегральных кривых, а по рекомендациям других [2, 9] они могут быть найдены по заданным (или найденным) основным коэффициентам нагрузки: $\delta_с$ и p' и по производным от них величинам:

$$\overline{P}_п = (\delta_с - p')\,P'' \quad \text{и} \quad P''_п = (1 - p')\,P''.$$

Простота выражения, относительно небольшое количество расчетных операций и вполне приемлемая точность полученных результатов являются основанием для того, чтобы считать возможным пользоваться (при некотором ограничении, указанным ниже) уравнением:

$$Э_{гар} = 24\,\overline{P}_п \left(\frac{N_р}{P''_п}\right)^m, \qquad (42)$$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

характеризующим емкость пиковой части суточных графиков нагрузки (количество гарантированной выработки ГЭС $Э_{гар}$) в условиях, когда $N_р < P''_п$,

где $\overline{P}_п$ и $P''_п$ — соответственно среднесуточная и максимальная нагрузки пиковой части суточного графика системы;

$Э_{гар}$ — энергетическая емкость всей или отдельной зоны пиковой части графика, определяющая размер гарантированной выработки ГЭС (среднесуточной мощности) при величине рабочей мощности ГЭС $N_р < P''_п$;

m — показатель, выражающий отношение между $P''_п$ и $\overline{P}_п$, а именно:

$$m = \frac{P''_п}{\overline{P}_п}.$$

В условиях, когда $N_р \geqslant P''_п$, количество гарантированной выработки ГЭС $Э_{гар}$ определяется по выражению (40).

Уравнением (42) можно пользоваться во всех случаях, когда величина $N_р > 0{,}1\,P''$. При значениях $N_р < 0{,}1\,P''$ уравнение (42), как видно будет из последующего, не дает удовлетворительных решений.

Разделив уравнение (42) на 24 часа, получим:

$$N_{гар} = \overline{P}_п \left(\frac{N_р}{P''_п}\right)^m. \qquad (43)$$

Если задана среднесуточная мощность ГЭС $N_{гар}$ и требуется найти рабочую мощность ГЭС, то, преобразовав выражение (43), находим:

$$N_р = P''_п \sqrt[m]{\frac{N_{гар}}{\overline{P}_п}}. \qquad (44)$$

Л. А. Кароль [3], предлагая для определения интегральной кривой пиковой части нагрузки уравнение квадратичной параболы:

$$Э_{гар} = A\left(\frac{N_р}{P''}\right)^2, \qquad (45)$$

рекомендует приближенные значения для параметра $A = f(\delta_с)$ (рис. 19), полученные им на основе наших типовых графиков

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

нагрузки. Рекомендуемые Л. А. Кароль единый для всех случаев показатель степени $m = 2$ и значения параметра A, полученные в зависимости только от коэффициента неравномерности графика нагрузки в целом, не могут в достаточной мере отразить различие форм и емкостей пиковых частей для разных суточных графиков нагрузки.

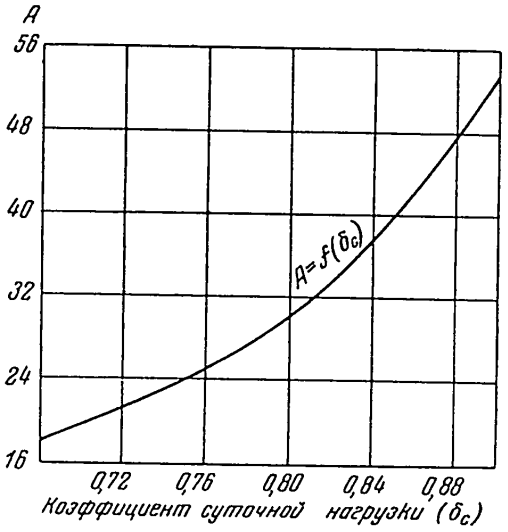

Рис. 19. Количественные значения параметра A для уравнения Л. А. Кароль.

Так, например, если при одной и той же величине коэффициента δ_c соотношения между пиковой и базисной частями разных графиков нагрузки оказываются разными, то естественно, что и емкость пиковых частей таких графиков будет отличаться друг от друга. Однако уравнение (45) не в состоянии отразить это различие, так как показатель степени $m = 2$ и параметр $A = f(\delta_c)$ согласно рис. 19 остаются в обоих случаях неизменными.

Приведем пример. В двух случаях коэффициенты $\delta_{c_1} = \delta_{c_2} = 0{,}82$, но в одном $p'_1 = 0{,}5$, а в другом $p'_2 = 0{,}6$. Отсюда следует, что разница $(\delta_c - p')$ соответственно равна: 0,32 и 0,22. Применительно к заданным показателям, величины $\Theta_{гар} = f(N_p)$ в условных единицах равны (табл. 4):

Таблица 4

N_p	0,05	0,10	0,15	0,25	0,35	0,40
В первом случае	0,213	0,625	1,15	2,80	4,43	5,45
Во втором случае	0,12	0,42	0,865	2,24	4,12	5,28
Разница в процентах между первым и вторым случаями	44	33	25	20	7	3
По уравнению (45) и по кривой A рис. 19	0,084	0,34	0,77	2,16	4,17	5,45

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Применение квадратичного уравнения типа (45) требует рассмотрения параметра A, как переменной величины, отражающей не только коэффициенты неравномерностей суточных нагрузок в целом (δ_c), но и характер неравномерностей пиковых частей графиков.

Выражение $\Theta_{\text{гар}} = 24\overline{P}_{\text{п}}\left(\frac{N_{\text{р}}}{P''_{\text{п}}}\right)^m$ (42) также не является совершенным уравнением для точного определения емкости отдельных зон пиковых частей суточных графиков нагрузки. Но указанный выше пробел для (45) здесь отсутствует, так как показатель степени m является переменной величиной, выражающей изменения соотношений между основными параметрами пиковых частей графиков: $P''_{\text{п}}$ и $\overline{P}_{\text{п}}$.

Степень отклонения величин $\Theta_{\text{гар}}$, полученных при помощи уравнений (42) и (45), от величин $\Theta_{\text{гар}}$, относящихся к шести конкретным графикам нагрузки, выражена кривыми (рис. 20). Расчеты для построения этих кривых были сделаны по нашей просьбе Л. А. Кароль. Из кривых видно, что в большинстве случаев, при малых удельных значениях $x_{\text{г}} = \frac{N_{\text{р}}}{P''}$, равных 0,10 и менее, оба уравнения не дают удовлетворительного решения, причем при малых значениях $x_{\text{г}} \leqslant 0{,}1$ особенно большие отклонения дает уравнение (42).

При удельных же значениях мощностей ГЭС $x_{\text{г}} > 0{,}15$ уравнение (42) дает относительно более удовлетворительные результаты по сравнению с уравнением (45).

Из рис. 20 следует также, что большинство отклонений, которые дает уравнение (45), имеет отрицательный знак, достигая величины, равной (—30%), в то время, как уравнение (42) дает значительно меньше отклонений со знаком минус, равных всего (—1%) ÷ (—3%).

Приведенные выше сравнительные данные, а также опытная проверка показывают целесообразность применения уравнения (42) при проектировании гидростанций в условиях, когда удельный вес ГЭС в системе $x_{\text{г}} > 0{,}1$ и когда выбор параметров станций производится на основе сопоставления нескольких вариантов.

В указанных случаях можно было бы при некоторых изменениях также пользоваться и уравнением (45), являющимся наиболее простым и удобным для практических расчетов. Но для того, чтобы уравнение (45) могло лучше отразить особенности, свойственные пиковым частям графиков нагрузки, необходимо, чтобы параметр A был непосредственно связан с показателями, характеризующими последние. Очевидно, что значение параметра A в уравнении (45) нужно определить не

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

только в зависимости от коэффициента δ_c, характеризующего график нагрузки в целом, но и от показателей неравномерности пиковой части суточных графиков. Возможно, при

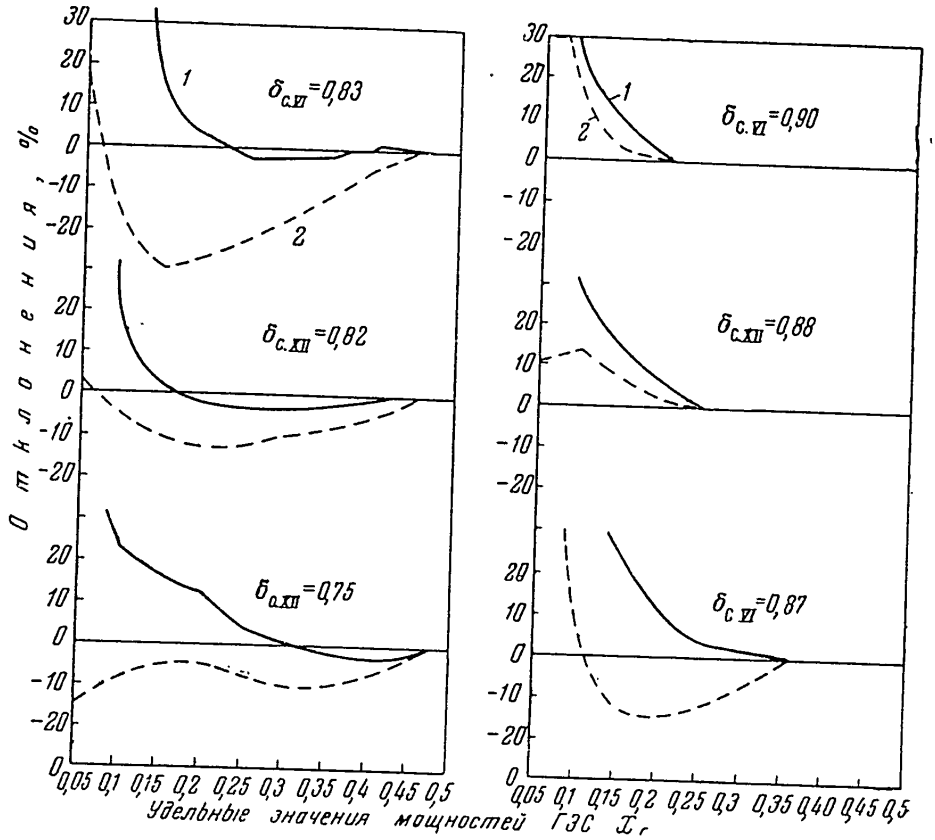

Рис. 20. Отклонения интегральных кривых нагрузки, построенных по уравнениям (42) и (45), от интегральных кривых, построенных по конкретным графикам нагрузки:

1 — уравнение (42):

$$э_п = 24\,\overline{P}_п \left(\frac{N_р}{P''_п}\right)^m;$$

2 — уравнение (45):

$$э_п = A\left(\frac{N_р}{P''}\right)^2.$$

дальнейшем изучении этого вопроса окажется, что в качестве аргумента параметра A может быть использовано отношение средней ординаты пика $\overline{P}_п$ к средней ординате всего графика нагрузки $\overline{P}$, или отношение величины $\overline{P}_п$ к наибольшей ординате пиковой части графика $P''_п$, т. е. $\overline{P}_п / P''_п$.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Отсюда следует, что количественные значения параметра A, выявленные из типовых графиков нагрузки, должны быть представлены не одной кривой (рис. 19), а серией кривых, соответствующих указанным выше аргументам.

При комплексном использовании водотоков, когда требуются постоянные попуски воды в нижний бьеф станций, вызывающие необходимость в постоянной нагрузке ГЭС, равной $N_{\text{пост}}$, мы должны вместо (43) написать:

$$N_{\text{гар}} = \overline{P}_{\text{п}} \left(\frac{N_{\text{р}} - N_{\text{пост}}}{P''_{\text{п}}} \right)^m + N_{\text{пост}}. \qquad (46)$$

Проектируя гидростанцию для системы, где уже имеются действующие ГЭС, или одновременно проектируя несколько гидростанций для работы в одной системе, можно определить, при помощи выражений (43) или (46), гарантированную мощность $N_{\text{гар}}$ раздельно для каждой из них. Так, например, если, кроме проектируемой, в системе будут действовать другие гидростанции, то, в зависимости от указанных ниже случаев, мы напишем следующие дополнительные уравнения:

1. В случаях, когда вся установленная мощность действующих ГЭС $N_{\text{у}}^{\text{сущ}}$ по воде и напору целиком не может быть использована при покрытии нагрузки системы (т. е. когда $N_{\text{у}}^{\text{сущ}} > N_{\text{р}}^{\text{сущ}}$) и когда рабочая мощность всех ГЭС системы $(\Sigma N_{\text{р}} - \Sigma N_{\text{пост}}) < P''_{\text{п}}$, то гарантированная среднесуточная мощность проектируемой ГЭС будет равна:

$$N_{\text{гар}} = \overline{P}_{\text{п}} \left(\frac{\Sigma N_{\text{р}} - \Sigma N_{\text{пост}}}{P''_{\text{п}}} \right)^m + N_{\text{пост}} - N_{\text{гар}}^{\text{сущ}}, \qquad (47)$$

где Σ — суммарное значение для всех ГЭС системы; индекс «сущ» относится к действующим станциям и все условные обозначения без индекса «сущ» и без Σ относятся к проектируемой станции.

Если же вся установленная мощность действующих ГЭС может быть целиком использована системой для покрытия нагрузки, то величину $\Sigma N_{\text{р}}$ в выражении (47) нужно заменить двумя слагаемыми:

$$(N_{\text{у}}^{\text{сущ}} + N_{\text{р}}).$$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

2. В случаях, когда сохраняется условие неравенства $N_{\text{у}}^{\text{сущ}} > N_{\text{р}}^{\text{сущ}}$ для действующих ГЭС, но когда рабочая мощность всех ГЭС системы $\Sigma N_{\text{р}}$ больше пика нагрузки $P''_{\text{п}}$, то величина для проектируемой ГЭС будет равна:

$$N_{\text{гар}} = \Sigma N_{\text{р}} - N_{\text{гар}}^{\text{сущ}} - P''_{\text{п}} + \overline{P}_{\text{п}}. \qquad (47\text{а})$$

Если же вся установленная мощность действующих ГЭС может быть целиком использована системой, то величину $\Sigma N_{\text{р}}$ в выражении (47а) нужно заменить двумя слагаемыми:

$$(N_{\text{у}}^{\text{сущ}} + N_{\text{р}}).$$

Таким образом, для того, чтобы определить размер гарантированной энергии или среднесуточной мощности ГЭС и характер их изменений во времени, нам нужно знать основные показатели неравномерности суточных нагрузок системы ($\delta_{\text{с}}$ и p'), характер изменения недублируемой рабочей мощности ГЭС $N_{\text{р}}$ в течение года и производственный режим неэнергетических водопользователей, влияющих на величину $N_{\text{пост}}$.

Зная месячные максимумы нагрузки систем P''_{τ} и значения рабочих мощностей $N_{\text{р.}\tau}$, необходимо определить для каждого месяца показатели суточной нагрузки $\delta_{\text{с}}$ и p'. Как видно из рис. 5, на котором приводятся данные о коэффициентах $\delta_{\text{с}}$ и p', разница между значениями $\delta_{\text{с. XII}}$ и $\delta_{\text{с. VI}}$ в декабре и июне и разница между значениями p'_{XII} и p'_{VI} измеряется сотыми долями единицы. При таком относительно небольшом диапазоне колебаний значений $\delta_{\text{с}}$ и p' можно воспользоваться линейной интерполяцией для определения величин $\delta_{\text{с.}\tau}$ и p'_{τ} для всех остальных месяцев года, приняв в качестве исходных данных соответствующие показатели рис. 5 для декабря и июня.

Найдя значения показателей $\delta_{\text{с}\tau}$ и p'_{τ} для каждого месяца и зная размеры месячных максимумов нагрузки систем P''_{τ}, можно определить основные параметры пиковых частей суточных графиков нагрузки для всех месяцев года, т. е. определить величины $\overline{P}_{\text{п}}$ и $P''_{\text{п}}$ и отношение $m = \dfrac{P''_{\text{п}}}{\overline{P}_{\text{п}}}$.

Выявив указанные выше величины, можно определить среднесуточную гарантированную мощность ГЭС для любого месяца года.

Для иллюстрации изложенного приведем следующий пример в условных единицах: декабрьский (годовой) и сентябрьский максимумы нагрузки системы равны соответственно: 100 и 93, а показатели суточной нагрузки составляют: $\delta_{\text{с. XII}} = 0{,}8$, $p'_{\text{XII}} = 0{,}53$, $\delta_{\text{с. IX}} = 0{,}83$ и $p'_{\text{IX}} = 0{,}57$.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Требуется определить величины $N_{\text{гар. XII}}$ и $N_{\text{гар. IX}}$ для декабря и сентября в случаях, когда $N_{\text{пост}} = 0$ и когда недублируемая мощность $N_{\text{р. XII}} = 30$ и соответствующая ей рабочая мощность ГЭС в сентябре: $N_{\text{р. IX}} = 26$.

По заданным показателям находим:

$$\overline{P}_{\text{п. XII}} = (\sigma_{\text{с. XII}} - p'_{\text{XII}})\, P''_{\text{XII}} = (0{,}8 - 0{,}53)\, 100 = 27;$$

$$P''_{\text{п. XII}} = (1 - p'_{\text{XII}})\, P''_{\text{XII}} = (1 - 0{,}53)\, 100 = 47,$$

откуда $m = \dfrac{47}{27} = 1{,}47,$

$$\overline{P}_{\text{п. IX}} = (0{,}83 - 0{,}57)\, 93 = 24;$$

$$P''_{\text{п. IX}} = (1 - 0{,}57)\, 93 = 40,$$

откуда $m = \dfrac{40}{24} = 1{,}67;$

$$N_{\text{гар. XII}} = 27\left(\frac{30}{47}\right)^{1{,}74} = 12{,}1;$$

$$N_{\text{гар. IX}} = 24\left(\frac{26}{40}\right)^{1{,}67} = 12{,}1.$$

При заданных в рассматриваемом примере условиях величина гарантированной среднесуточной мощности ГЭС, удовлетворяющая минимальные потребности системы, оказалась равной в декабре и сентябре 12,1.

§ 2. Гарантированная месячная выработка энергии ГЭС

Как известно, среднесуточные нагрузки системы (как и максимальные значения нагрузок) в течение месяца не являются постоянными. В главе III были рассмотрены факторы колебания нагрузки и выявлены количественные показатели неравномерности нагрузки системы в пределах месяца. Из приведенных данных видно, что в пределах месячных периодов электрические нагрузки системы не претерпевают относительно больших изменений подобно тем, которые происходят в течение годового и суточных интервалов времени.

Характерным для месячных коэффициентов нагрузки системы $\sigma_{\text{м}}$ является то, что по величине они больше суточных $\delta_{\text{с}}$ и годовых $\sigma_{\text{год}}$ коэффициентов:

$$\delta_{\text{с}} < \sigma_{\text{м}} > \sigma_{\text{год}}.$$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Тем не менее, незначительные колебания нагрузки для системы в целом могут, однако, более существенно сказаться на месячном режиме работы гидростанций, если удельный вес последних в системе относительно невелик.

Указанное обстоятельство приобретает значение для гидростанций с сезонным (месячным) регулированием стока. В частности, неравномерная нагрузка гидростанций позволяет перераспределить среднемесячную мощность регулирующих ГЭС так, чтобы в дни повышенных нагрузок увеличить отдачу ГЭС.

Коэффициент месячной неравномерности нагрузки ГЭС $\sigma_{\text{м}}^{\text{г}}$ характеризует, таким образом, соотношение между среднемесячной величиной $N_{\text{гар. м}}$ и среднесуточной величиной мощностей ГЭС $N_{\text{гар. с}}$ в дни повышенных нагрузок системы:

$$\sigma_{\text{м}}^{\text{г}} = \frac{N_{\text{гар. м}}}{N_{\text{гар. с}}} .$$

Коэффициент месячной неравномерности гарантированной нагрузки ГЭС $\sigma_{\text{м}}^{\text{г}}$ в смешанных системах в большинстве случаев будет меньше величины $\sigma_{\text{м}}$ для системы в целом. Коэффициент $\sigma_{\text{м}}^{\text{г}}$ и среднемесячная величина $N_{\text{гар. м}} = \sigma_{\text{м}}^{\text{г}} N_{\text{гар. с}}$, отвечающие минимальным требованиям системы, зависят от удельного значения ГЭС в системе, от формы графиков нагрузки, а также от размера лимитированного постоянного попуска воды в нижний бьеф. Техника определения величины $N_{\text{гар. м}}$ более сложна по количеству операций и по способам решения задачи, чем методика расчетов суточной величины $N_{\text{гар. с}}$. Определение величины $N_{\text{гар. м}}$ или $Э_{\text{гар. м}}$ при помощи аналитических уравнений, базирующихся только на показателях месячной нагрузки системы, не дает достаточно удовлетворительных решений. Поэтому приходится воспользоваться более громоздким графическим приемом для построения кривой продолжительности и соответствующей ей интегральной кривой месячной нагрузки. Последняя, подобно кривой $Э_{\text{гар}} = f(N_{\text{р}})$ (см. рис. 18), строится в зависимости от изменения величины $N_{\text{р}}$ от вершины пика до основания графика.

При построении указанных кривых месячной нагрузки необходимо также считаться с тем фактом, что в дни пониженных нагрузок (выходные дни) производятся периодически профилактические осмотры генерирующего оборудования. Следовательно, часть мощности тепловых станций выключается из работы по выходным дням. Поэтому внутримесячные колебания нагрузки системы нельзя целиком использовать для снижения требований, предъявляемых к ГЭС в выходные дни,

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

с целью снижения величины гарантированной среднемесячной мощности $N_{\text{гар. м}}$.

В тех случаях, когда величина снижаемой нагрузки системы по выходным дням $(P'' - P''_{\text{вых}})$ бывает больше, чем мощность агрегатов, останавливаемых в эти дни для осмотра, имеет место следующее неравенство:

$$\sigma_{\text{м}}^{\text{г}} > \left(1 - \frac{1 - \sigma_{\text{м}}}{x_{\text{г}}}\right), \tag{48}$$

где $\sigma_{\text{м}}$ и $\sigma_{\text{м}}^{\text{г}}$ — коэффициенты месячной неравномерности нагрузки системы и ГЭС;

$x_{\text{г}}$ — удельная составляющая мощности ГЭС в системе.

В тех же случаях, когда промышленные потребители энергии не имеют единого выходного дня или когда в выходные дни величина снижаемой нагрузки системы $(P'' - P''_{\text{вых}})$ равна или меньше мощности агрегатов, которые нужно остановить для кратковременных осмотров, тогда

$$\sigma_{\text{м}}^{\text{г}} = \left[1 - \frac{(1 - \sigma_{\text{рн}}\,\sigma_{\text{мн}})}{x_{\text{г}}}\right] = \left[1 - \frac{(1 - 0{,}98\,\sigma_{\text{мн}})}{x_{\text{г}}}\right], \tag{49}$$

где $\sigma_{\text{рн}}$ — коэффициент, выражающий колебания нагрузки системы в рабочие дни недели; на основе опытных данных можно установить, что средняя величина $\sigma_{\text{рн}}$ равна 0,98, что и принято для уравнения (49);

$\sigma_{\text{мн}}$ — коэффициент неравномерности недельных нагрузок системы в пределах месяца, определяемый по уравнению (15) или (16).

Применительно к трем типовым графикам нагрузки систем (см. табл. 1), характеризуемых коэффициентами $\sigma_{\text{м}}$, равными 0,92, 0,95 и 0,97, и к разным удельным значениям ГЭС в системе $x_{\text{г}}$, нами были вычислены величины коэффициентов $\sigma_{\text{м}}^{\text{г}}$, выраженные тремя кривыми (рис. 21).

Месячная неравномерность нагрузки системы I типа, характеризуемая коэффициентом $\sigma_{\text{м}} = 0{,}97$, представляет собою тот случай, когда промышленная нагрузка в системе не имеет единого выходного дня. В этих условиях коэффициент месячной нагрузки системы $\sigma_{\text{м}}$ является произведением двух величин: $\sigma_{\text{рн}} \cdot \sigma_{\text{мн}}$ (коэффициента неравномерности нагрузки в рабочие дни на коэффициент неравномерности недельных нагрузок системы в пределах месяца), соответственно равных: 0,98 и 0,99, т. е.

$$\sigma_{\text{м}} = 0{,}98 \cdot 0{,}99 = 0{,}97.$$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Коэффициент неравномерности гарантированной выработки ГЭС (или среднесуточных мощностей) систем I типа, выраженный кривой $\sigma_м^г$ (рис. 21, при $\sigma_м = 0{,}97$), вычислен по уравнению (49).

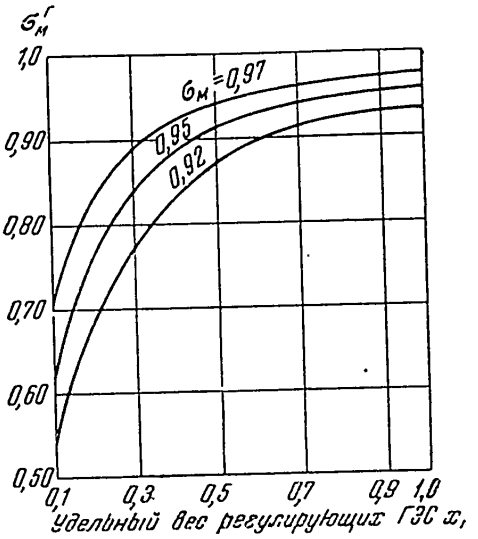

Рис. 21. Коэффициент месячной неравномерности рабочих мощностей ГЭС $\sigma_м^г$ при $N_{пост} = 0$

Месячные коэффициенты неравномерности $\sigma_м$ II и III типов нагрузки систем соответственно равны: 0,95 и 0,92 (см. табл. 1) и отвечают условиям, когда часть промышленных потребителей энергии имеет единый выходной день. В этих условиях коэффициент недельной неравномерности нагрузки системы зависит уже и от пониженной нагрузки выходного дня недели. Соответственно для последних двух типов нагрузки систем коэффициенты $\sigma_м$ являются произведением следующих величин:

для II типа:

$$\sigma_м = \sigma_н \sigma_{мн} = 0{,}97 \cdot 0{,}98 = 0{,}95$$

и для III типа:

$$\sigma_м = \sigma_н \sigma_{мн} = 0{,}94 \cdot 0{,}975 = 0{,}92.$$

При определении величины $\sigma_м^г$ в указанных выше условиях, свойственных II и III типам нагрузки, будет иметь место неравенство (48).

При построении кривых коэффициентов месячной неравномерности нагрузки гидростанций $\sigma_м^г$ систем II и III типов (где $\sigma_м = 0{,}95$ и $\sigma_м = 0{,}92$) нами было принято допущение, при котором агрегаты тепловых станций для профилактического осмотра останавливаются по выходным дням после каждых 5—6 недель непрерывной работы.

Построенные кривые $\sigma_м^г$ (рис. 21) отвечают условию покрытия пиков нагрузки систем, без учета ограничений режима попуска воды в нижний бьеф со стороны неэнергетических водопользователей. При таких ограничениях, когда часть нагрузки ГЭС

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

лимитирована как постоянная нагрузка (равная $N_{\text{пост}}$), коэффициенты $\sigma_{\text{м}}^{\text{г}}$ будут относиться только к пиковой нагрузке гидростанций, т. е. к мощности ГЭС, равной

$$N_{\text{р}} - N_{\text{пост}}$$

или

$$x_{\text{г}} = \frac{N_{\text{р}} - N_{\text{пост}}}{P''}.$$

Для учета влияния величины постоянной нагрузки $N_{\text{пост}}$ на коэффициент месячной неравномерности ГЭС, обозначаемый дополнительным индексом «k» — $(\sigma_{\text{м}}^{\text{г}})_k$, мы можем написать:

$$(\sigma_{\text{м}}^{\text{г}})_k = \frac{(N_{\text{р}} - N_{\text{пост}})\,\sigma_{\text{м}}^{\text{г}} + N_{\text{пост}}}{N_{\text{р}}}, \qquad (50)$$

где коэффициент $\sigma_{\text{м}}^{\text{г}}$, в зависимости от удельного значения мощности ГЭС $x_{\text{г}} = \frac{N_{\text{р}} - N_{\text{пост}}}{P''}$, определяется по данным кривых (рис. 21), а величина $N_{\text{пост}}$ определяется размером постоянного попуска воды в нижний бьеф и напором установки.

Найдя по кривым значение коэффициента месячной неравномерности нагрузки ГЭС и зная величину среднесуточных мощностей ГЭС $N_{\text{гар. с}}$ в дни повышенных нагрузок системы, мы будем располагать данными, необходимыми для определения среднемесячной величины гарантированной мощности ГЭС $N_{\text{гар. м}}$, отвечающей требованиям энергетического баланса системы.

В случаях, когда задана обеспеченная среднемесячная мощность регулирующих станций и требуется найти соответствующую ей среднесуточную мощность ГЭС, которая может быть отдана системе в дни повышенных нагрузок каждого месяца, мы должны пользоваться коэффициентами неравномерности нагрузки ГЭС, выраженными кривыми рис. 22.

Кривые (рис. 22) построены по тому же принципу и на основе тех же исходных данных, что и кривые рис. 21. Разница между ними заключается в том, что заданным считается не рабочая $N_{\text{р}}$, а среднемесячная мощность ГЭС $N_{\text{гар. м}}$. При этом последняя на рис. 22 выражена в долях месячного максимума нагрузки системы P'', а именно:

$$\frac{N_{\text{гар. м}}}{P''} = x_{об}.$$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Все остальные обозначения рис. 22 и условия пользования кривыми коэффициентов $\sigma_м^г$ остаются прежними.

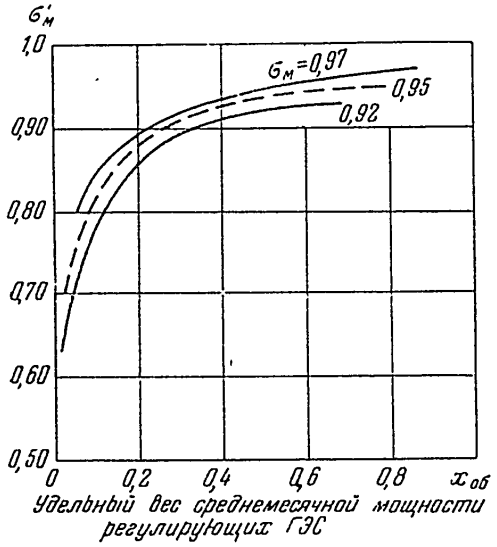

Рис. 22. Коэффициент месячной неравномерности нагрузки ГЭС $\sigma_м^г$ при $N_{пост} = 0$

При наличии постоянного попуска в нижний бьеф (когда величина $N_{пост} > 0$) для определения коэффициента $(\sigma_м^г)_k$ мы должны будем пользоваться, вместо (50), следующим выражением:

$$(\sigma_м^г)_k = \frac{(N_{гар.м} - N_{пост.})\,\sigma_м^г + N_{пост.}}{N_{гар.м}}. \qquad (51)$$

§ 3. Гарантированная годовая выработка энергии ГЭС

В смешанных энергосистемах характер изменения среднемесячных величин ГЭС $N_{гар.м}$ по сезонам и за год в целом зависит от следующих трех факторов: от изменения форм суточных графиков нагрузки системы, от годового режима обязательных суточных попусков в нижний бьеф, от характера годового изменения гарантированных рабочих мощностей ГЭС $N_р$.

Изменение форм суточных графиков нагрузки, характеризуемое изменениями во времени величин основных параметров $\delta_с$, p' и m, и сезонные неравномерности в режиме обязательных попусков воды в нижний бьеф могут иметь важные последствия для годового режима отдачи гарантированной энергии гидростанций.

Для системы в целом изменение форм суточных графиков нагрузки приводит к несовпадению величины коэффициента годовой неравномерности месячных максимумов нагрузки $\sigma''_{год}$ с величиной коэффициента годовой неравномерности выработки энергии $\bar{\sigma}_{год}$.

Коэффициенты $\sigma''_{год}$ и $\bar{\sigma}_{год}$ различаются в той мере, в какой средние за год коэффициенты суточной и месячной нагрузки системы ($\bar{\delta}_с$ и $\bar{\sigma}_м$) отличаются от соответствующих коэффи-

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

цептов в декабре ($\delta_{с.\,XII}$ и σ_{XII}), т. е.

$$\frac{\sigma''_{год}}{\sigma_{год}} = \frac{\delta_{с.\,XII}\,\sigma_{XII}}{\overline{\delta}_{с}\,\overline{\sigma}_{м.}}.$$

В смешанных системах характер изменений среднемесячных мощностей ГЭС $N_{гар.\,м}$ во времени во многом зависит от степени изменения форм пиковых частей суточных графиков нагрузки в течение года. Последние характеризуются изменениями соотношений: между показателями пиковой нагрузки m, с одной стороны, и между показателями пиковой $\overline{P}_{п}$ и базисной нагрузкой P' графика системы — с другой. Чем больше расхождения между указанными соотношениями для разных месяцев года, тем больше будет отличаться характер изменения среднемесячных величин $N_{гар.\,м}$ от характера изменения гарантированных рабочих мощностей ГЭС $N_{р}$ в течение года. Расхождения в характере изменений величин $N_{гар.\,м}$ и $N_{р}$ усугубляются при комплексном использовании водотоков, когда ирригация и водный транспорт занимают большой удельный вес в водном балансе реки.

Неравномерность гарантированных рабочих мощностей гидростанций характеризуется коэффициентом $\sigma''_{год.\,г}$, выражающим отношение средней за год величины $\overline{N}_{р}$ к наибольшему декабрьскому значению $N_{р.\,XII}$, определяемым условиями годового баланса мощностей систем. Математическое выражение для коэффициента $\sigma''_{год.\,г}$ дано уравнением (33) или (34). Соотношение между величиной $N_{гар.\,\tau}$ для любого месяца (индексом τ обозначается порядковый номер месяца) и среднемесячной величиной мощности ГЭС в декабре $N_{гар.\,XII}$ будет равно:

а) для условий, когда $(N_{р} - N_{пост}) < P''_{п}$:

$$\frac{N_{гар.\,\tau}}{N_{гар.\,XII}} = \frac{\left[\overline{P}_{п.\,\tau}\left(\frac{N_{р.\,\tau} - N_{пост.\,\tau}}{P''_{п.\,\tau}}\right)^{m_\tau} + N_{пост.\,\tau}\right](\sigma^{г}_{\tau})_{k}}{\left[\overline{P}_{п.\,XII}\left(\frac{N_{р.\,XII} - N_{пост.\,XII}}{P''_{п.\,XII}}\right)^{m_{XII}} + N_{пост\ XII}\right](\sigma^{г}_{XII})_{k}}. \tag{52}$$

б) для условий, когда $(N_{р} - N_{пост}) \geqslant P''_{п}$, мы можем, вместо (52), написать:

$$\frac{N_{гар.\,\tau}}{N_{гар.\,XII}} = \frac{[N_{р.\,\tau} - P''_{п.\,\tau} + \overline{P}_{п.\,\tau}]\,\sigma^{г}_{\tau}}{[N_{р.\,XII} - P''_{п.\,XII} + \overline{P}_{п.\,XII}]\,\sigma^{г}_{XII}}. \tag{53}$$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Выражения квадратных скобок числителя и знаменателя (52) и (53) представляют собою значения среднесуточных мощностей ГЭС $N_{\text{гар. с}}$ соответственно для τ и декабря в дни повышенных нагрузок (см. выражения 46 и 41). Показатели $\sigma^{\text{г}}_{\tau}$, $\sigma^{\text{г}}_{\text{XII}}$ и $(\sigma^{\text{г}}_{\tau})_k$ являются коэффициентами колебаний среднесуточных мощностей ГЭС, соответственно для τ и декабря, определяемых аналогично (14) или при помощи кривых рис. 21 в зависимости от величин рабочих мощностей ГЭС ($N_{\text{р. }\tau}$ и $N_{\text{р. XII}}$), постоянной нагрузки ГЭС ($N_{\text{пост. }\tau}$ и $N_{\text{пост. XII}}$) и от коэффициентов месячной неравномерности нагрузки системы $\sigma_{\text{м}}$.

Изменение гарантированной величины средних мощностей (или гарантированной выработки) ГЭС в течение сезона или года в целом, по сравнению с декабрьской ее величиной, выражается согласно (52) и (53) отношениями:

$$\bar{\sigma}_{t.\,\text{г}} = \frac{\sum^{t} N_{\text{гар. }\tau}}{t\ N_{\text{гар. XII}}} = \frac{\bar{N}_{\text{гар}}}{N_{\text{гар. XII}}}, \qquad (54)$$

где $\bar{N}_{\text{гар}}$ — средняя за время t величина гарантированной мощности (энергии) ГЭС;

$\bar{\sigma}_{t.\,\text{г}}$ — коэффициент неравномерности гарантированной энергии ГЭС за время t, а t — число месяцев в году, за время которого определяется сумма среднемесячных мощностей (выработки энергии) ГЭС.

Таким образом, гарантированная выработка ГЭС за время t равна:

$$\mathcal{Э}_{\text{гар}} = 732\ t \cdot \bar{\sigma}_{t.\,\text{г}} N_{\text{гар. XII}} = 732\ t\bar{N}_{\text{гар}}.$$

Если заменить величину $N_{\text{гар. XII}}$ в выражении (54) максимальной величиной рабочей мощности ГЭС $N_{\text{р. XII}}$, то можно вывести показатели:

$$\alpha_N = \frac{\bar{N}_{\text{гар}}}{N_{\text{р. XII}}} \quad \text{или} \quad \gamma = \frac{N_{\text{р. XII}}}{\bar{N}_{\text{гар}}},$$

характеризующие отношение средней гарантированной мощности за любой период времени к недублируемой рабочей мощности ГЭС, или наоборот — рабочей $N_{\text{р. XII}}$ к средней мощности $\bar{N}_{\text{гар.}}$. Если отношение $\bar{N}_{\text{гар.}}/N_{\text{р. XII}}$ является в течение недели, месяца и года величиной переменной, то, следовательно, и показатели α_N и γ будут меняться в зависимости от длительности периода t. Приспособленность гидростанций к разным по продолжительности значениям t определяется их свой-

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

ствами осуществлять суточные, недельные, сезонные и другие виды регулирования стока.

В дальнейшем показатель α_N будем называть «коэффициентом зарегулированности мощности ГЭС».

α_N представляет собой по существу коэффициент плотности нагрузки ГЭС, т. е. $\alpha_N = \delta_{\text{ГЭС}} = \frac{\overline{N}}{N''}$, если $\overline{N}$ рассматривать как гарантированную среднюю, а N'' — как недублированную мощность.

Из приведенных данных следует, что соотношения между среднемесячными величинами мощностей ГЭС ($N_{\text{гар. т}}$ и $N_{\text{гар. XII}}$), характер неравномерности отдачи гарантированных величин $\overline{N}_{\text{гар}} / N_{\text{гар. XII}}$ в течение года (54), а также соотношения между двумя категориями гарантированных мощностей ($\overline{N}_{\text{гар}}$ и $N_{\text{р. XII}}$) определяются: а) характером нагрузки системы; б) характером производственного режима неэнергетических водопользователей; в) годовым режимом гарантированных рабочих мощностей ГЭС; г) расположением ГЭС в суточных графиках нагрузки системы.

Зная последние, мы располагаем необходимыми данными для определения минимума выработки энергии ГЭС и режима ее отдачи, гарантирующих надежность работы энергосистемы в целом и бесперебойность электроснабжения в маловодные годы расчетной обеспеченности.

Глава VII

ВЛИЯНИЕ РЕЗЕРВА НА ЗАРЕГУЛИРОВАННОСТЬ МОЩНОСТЕЙ ГИДРОСТАНЦИЙ

Возможность использования гидростанций в качестве резерва системы зависит от регулирующих способностей станций и от назначения резерва системы[1].

Нагрузочный (резерв мощности) и аварийный резерв энергии и мощности необходимы во всех случаях для обеспечения надежности эксплуатации системы и электроснабжения потребителей.

Потребность в ремонтном резерве выявляется не во всех случаях.

---

[1] В настоящей работе вопросы резерва не являются предметом исследования. Однако для полноты картины ниже приводятся соображения о возможности использования ГЭС в качестве резерва системы с целью выявления, хотя бы в общем виде, влияния этой функции на степень зарегулированности гидростанций.

Пока еще нет полной ясности и определенности в вопросах использования ГЭС в качестве аварийного резерва системы. Поэтому излагаемые здесь соображения имеют дискуссионный характер.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Как известно, при планировании режимов потребления энергии и нагрузки системы в целом нельзя заранее точно фиксировать их мгновенные изменения в течение очень коротких, измеряемых минутами, интервалов. Поэтому при планировании режимов нагрузки можно ориентироваться на часовые и в отдельных случаях — на получасовые их изменения, выражаемые в форме ступенчатых суточных графиков. В действительности же последние представляют собою форму кривых, отклоняющихся как в одну, так и в другую сторону от среднечасовых (или получасовых) значений нагрузок.

Так как мгновенные отклонения от планируемой нагрузки не могут быть точно фиксированы во времени, то их приходится относить к категории «случайных» колебаний.

В каждой энергосистеме одна или две станции принимают на себя мгновенные колебания нагрузки для поддержания нормальной частоты в системе. Наиболее резкие колебания в режиме суточных нагрузок этих станций наблюдаются в часы подъема и спада нагрузки энергосистемы.

Из опытных данных известно, что случайные отклонения составляют от ± 2 до $\pm 5\%$ нагрузки системы, а в момент наступления максимума — порядка 3%. Таким образом, в моменты прохождения суточных и годового максимумов нагрузки системы должны располагать мощностью, достаточной для покрытия планируемых часовых (или получасовых) максимумов и возможных «случайных» превышений нагрузки.

Маневренные качества и относительно лучшая приспособленность гидростанций, по сравнению с тепловыми, к резким и частым изменениям нагрузки, а следовательно, к поддержанию нормальной частоты в системе, делают рациональным использование ГЭС в качестве нагрузочного резерва (резерва мощности) системы. Выполнение этой функции может быть возложено на одну-две гидростанции, обладающие суточным регулированием, установленная мощность которых не ниже 10—12% от величины годового максимума нагрузки системы в целом.

Целесообразность использования гидростанций в качестве нагрузочного резерва определяется также гидрологическими особенностями водотоков, когда величина заменяемой мощности в системе $N_з$ ограничивается возможностями отдачи ГЭС в периоды маловодья. Для выполнения этой функции практически почти не требуется дополнительного расхода воды при полноценном использовании части установленной мощности ГЭС в качестве нагрузочного резерва (резерва мощности).

Таким образом, при неизменной величине гарантированной среднесуточной мощности $N_{гар}$, минимально требующейся для участия ГЭС в энергетическом балансе системы, может быть ис-

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

пользована без дублирования максимальная мощность гидростанций системы, равная: $N_{\text{р.хп}} + 0{,}03\ P''_{\text{год}}$.

Тем самым коэффициент зарегулированности последней ($N_{\text{р.хп}} + 0{,}03\ P''_{\text{год}}$) может быть уменьшен пропорционально изменению отношения

$$\frac{N_{\text{р. хп}}}{N_{\text{р. хп}} + 0{,}03P''_{\text{год}}}.$$

С учетом нагрузочного резерва коэффициент зарегулированной мощности ГЭС ($\alpha_{N\text{п}}$) будет равен:

$$\alpha_{N\text{п}} = \frac{\overline{N}_{\text{гар}}}{N_{\text{р. хп}} + 0{,}03P''_{\text{год}}}. \qquad (55)$$

Но так как $P''_{\text{год}} = \frac{N_{\text{р. хп}}}{x_{\text{г}}}$, то можно написать:

$$\alpha_{N\text{п}} = \frac{\overline{N}_{\text{гар}}}{N_{\text{р. хп}}} \frac{x_{\text{г}}}{x_{\text{г}} + 0{,}03} = \alpha_N B, \qquad (56)$$

где α_N — коэффициент зарегулированности рабочей мощности ГЭС и $B = \frac{x_{\text{г}}}{x_{\text{г}} + 0{,}03}$.

При $x_{\text{г}} =$	0,15	0,25	0,50	0,75	1,0
$B =$	0,833	0,893	0,943	0,961	0,971

Для надежности эксплуатации система должна располагать аварийным резервом, обеспеченным мощностью и энергией (т. е. топливом или водой). Повышение качества ремонта оборудования, автоматизация станций, увеличение удельного веса гидравлических мощностей и непрерывный рост технической культуры эксплуатации являются факторами, которые снижают количество случаев аварийного выхода из строя генерирующего оборудования.

Рост количества агрегатов и укрупнение систем, а также объединение последних позволяют снизить относительную величину аварийного резерва системы. Вместе с тем появление гидростанций в системах ведет к изменению характера требований, предъявляемых к аварийному резерву.

В наиболее маловодные годы, выходящие за пределы расчетной обеспеченности, часть агрегатов гидростанций обычно вынуждена простаивать из-за недостатка воды. Но

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

бесперебойность электроснабжения будет сохранена, если в энергосистеме имеется аварийный резерв, который обеспечен энергией (т. е. топливом или водой) для беспрерывной работы на протяжении нескольких месяцев одного, а иногда и нескольких смежных лет.

Как известно, многолетние колебания выработки энергии, свойственные гидростанциям, компенсируются в смешанных энергосистемах выработкой тепловых станций, путем использования топливных резервов в периоды маловодья и восстановления их в многоводные годы. Гидростанции многолетнего регулирования также способны компенсировать колебания выработки энергии вовсе или недостаточно зарегулированных ГЭС.

В особо маловодные годы бесперебойность электроснабжения потребителей может быть сохранена при наличии повышенного резерва энергии и мощности в системе. Недостаточность такого резерва может привести к нарушению народнохозяйственного плана выпуска продукции отдельными отраслями промышленности.

В эти годы бесперебойность электроснабжения может быть сохранена или недодача энергии потребителям снижена, если аварийный резерв системы может быть использован в качестве рабочей мощности в течение всего периода маловодья.

Именно эти свойства аварийного резерва энергосистем учитываются в практике проектирования, при выборе нормы обеспеченности энергоотдачи гидростанций. Нормы обеспеченности выводятся из расчета, что в особо маловодные годы, находящиеся за пределами этой нормы, резерв системы используется в качестве рабочих агрегатов, а часть свободной мощности регилирующих ГЭС выполняет функции аварийного резерва. Отказ от такого резерва в энергосистеме должен быть обоснован целесообразностью создания резерва мощностей и переходящих запасов продукции у некоторых потребителей энергии.

По условиям мобилизации аварийных запасов «сырья» тепловые станции, по сравнению с гидростанциями, располагают относительно бо́льшими возможностями для выполнения функции резерва в длительные периоды маловодья. Тепловые станции смешанных систем, снабжаемые топливом из крупных угольных бассейнов страны, пользуются в годы маловодья общими резервами (так называемыми переходящими запасами) топлива для компенсации недовыработки энергии ГЭС. Естественно, что наличие гидростанций влияет на размеры топливно-энергетических резервов угольных бассейнов. Однако, чем больше будет станций (и других потребителей), пользующихся топливом угольного бассейна, тем сравнительно мень-

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

шими будут относительные размеры топливных резервов. По мере роста числа смешанных энергосистем будет увеличиваться количество гидростанций с неоднородными гидрологическими циклами, что умепьшает вероятность совпадения во времени минимума выработки энергии разными ГЭС. Это обстоятельство способствует сокращению общего резерва энергетического топлива, используемого для компенсации недовыработки ГЭС в годы маловодья и восстанавливаемого в многоводные годы за счет повышенной выработки ГЭС.

Тепловые станции смешанных систем, использующие местное низкосортное топливо (торф, сланец), подобных преимуществ в сравнении с ГЭС не имеют, так как топливные резервы предназначаются для компенсации недовыработки ГЭС каждой системы в отдельности.

Если функции аварийного резерва системы возложены на зарегулированные гидростанции, то последние должны располагать резервом емкости приплотинных водохранилищ, достаточным для удовлетворения указанных выше требований системы. В данных условиях невозможно создать общий резерв воды для нескольких систем, не объединенных линиями передач. Каждая система в отдельности, при отсутствии межрайонных электрических связей, должна иметь на ГЭС резервные емкости, рассчитанные только на свои собственные потребности.

Очевидно, что ведущим критерием использования резервных емкостей водохранилищ в особо маловодные годы является возможно наибольшая отдача энергии ГЭС, с тем, чтобы свести к нулю или минимуму разницу между гарантированной выработкой энергии $Э_{гар}$ и выработкой ГЭС в катастрофически маловодные годы.

Образование резервных емкостей водохранилищ, рассчитанных на гидрологические «аварии», снижает зарегулированный расход и гарантированные средние мощности ГЭС в годы расчетной обеспеченности. Это, в свою очередь, приводит к снижению рабочей мощности ГЭС, используемой для покрытия максимумов нагрузки системы. Размещаемая на ГЭС аварийная мощность, которая должна быть обеспечена резервной емкостью водохранилища, сопровождается, таким образом, дополнительными затратами не только по силовой части станции, но и по подпорным сооружениям и водохранилищу.

Если возложить на гидростанцию только лишь функцию резервирования генерирующего оборудования, то тем самым резко снизятся размеры резервных емкостей водохранилищ. В данном случае резервная емкость водохранилищ будет зависеть в основном от длительности аварийного простоя агрегатов системы, от характера нагрузки, от числа (приведенных)

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

рабочих и аварийных агрегатов в целом и от удельного значения гидроагрегатов.

Как видно из работы В. А. Куценова и И. М. Замятиной [4], величина потребной резервной емкости может колебаться в зависимости от указанных факторов в очень широких пределах: от объема емкости, необходимой для работы резерва в течение времени, измеряемого несколькими тысячами часов в году, до объема, необходимого для работы резерва в течение ста часов в году.

Наступление резкого маловодья не может быть ликвидировано при помощи резервных емкостей водохранилищ годового регулирования. В этих условиях недовыработка гидростанций может быть частично или полностью компенсирована только при наличии и использовании резерва топлива и наличии провалов в суточных графиках нагрузки тепловых станций.

Однако использование этих возможностей все же не компенсирует дефицита мощностей ГЭС, обусловленного недостатком воды и падением напора. В этих условиях удовлетворение потребностей в энергии в периоды маловодья, при недодаче гарантированных пиковых мощностей, возможно при искусственном регулировании и уплотнении графиков нагрузки. Если по технологическим условиям режим потребления энергии не поддается регулированию или если тепловые станции работают с равномерной нагрузкой в течение суток, то тем самым исключается возможность использования резерва топлива.

Одним из факторов, определяющих режим нагрузки тепловых станций, является удельный вес мощности гидростанции в покрытии нагрузки системы. Во всех тех случаях, где мощность ГЭС равна и больше пиковой части суточных графиков нагрузки системы, исключаются возможности компенсации недовыработки ГЭС в особо маловодные годы за счет более полного использования рабочих мощностей ТЭС. В такие годы потребители не получат необходимого им количества энергии, если системы не располагают достаточным по размерам резервом мощности и энергии. В этих условиях неполноценность гидравлического резерва не обеспечивает энергетического баланса в системе и приводит к повышению нормы обеспеченности энергоотдачи гидростанций, используемых в смешанных и гидроэнергетических системах. Следовательно, выбор расчетной нормы обеспеченности для гидростанций надо производить не только в зависимости от удельного веса гидростанций в системе и характера потребления энергии, но и с учетом полноценности аварийного резерва системы.

Величины резерва и обеспеченности в смешанных и гидроэнергетических системах взаимосвязаны и являются взаимозависимыми параметрами.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Глава VIII

ТИПОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАРАНТИРОВАННЫХ МОЩНОСТЕЙ ГИДРОСТАНЦИЙ

Пользуясь методикой, изложенной в предыдущих главах, мы приводим ниже конкретную характеристику величин и режимов гарантированных среднесуточных $N_{гар}$ и рабочих мощностей ГЭС $N_р$, а также показываем количественные соотношения между последними. Они выявлены на основе трех характерных типов нагрузок, при разных удельных значениях гидростанций в системах и при продолжительности ремонтов (капитального и текущих) $t_т$, равной 0,6 и 1 мес., но без учета избыточной сезонной мощности ГЭС.

Показатели, определяющие разновидность указанных трех типов и характеризующие основные неравномерности нагрузок энергетических систем, приведены были выше, в табл. 1.

Составленная конкретная характеристика гарантированных величин отвечает условию минимума энергоотдачи гидростанций в годы маловодья, при котором сохраняются бесперебойность электроснабжения потребителей и надежность эксплуатации системы. При этом предполагается, что выявленный характер работы ГЭС не находится в противоречии с суточным и сезонным режимами использования стока неэнергетическими водопользователями.

Режим отдачи гарантированных рабочих мощностей гидростанций, отвечающий поставленному условию, характеризуется отношением максимальных месячных значений $N_{р.т}$ к декабрьской величине $N_{р.\,XII}$ и изменением гидроэнергетической составляющей системы по мощности $x_{г.т} = \frac{N_{р.т}}{P''_т}$ в течение года.

Показатель $x_{г.т}$ выражает для каждого месяца отношение наибольшей величины рабочей мощности ГЭС $N_{р.т}$ к месячному максимуму нагрузки системы $P''_т$.

Режим отдачи гарантированной энергии $Э_{гар}$ (или среднесуточной мощности $N_{гар}$) характеризуется изменением месячных значений $Э_{гар}$ в течение года, выраженных в долях выработки ГЭС за декабрь $Э_{гар.\,XII}$.

Показатели режима отдач гарантированных мощностей определяются для четырех значений ГЭС в системах, а именно: для $x_г = \frac{N_{р.\,XII}}{P''_{XII}} = 0{,}15;\ 0{,}25;\ 0{,}50$ и $0{,}75$, где $N_{р.\,XII}$ — наибольшая рабочая мощность ГЭС, используемая без дублирования в декабре во время наступления годового максимума нагрузки системы, когда $P''_{XII} = P''_{год}$. Показатели режима для промежуточных значений $x_г$ могут быть определены путем интерполяции.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Характеристика отношений $\overline{N}_{\text{гар}} / N_{\text{р.XII}}$ составлена в зависимости от типа нагрузки системы, удельного значения ГЭС $x_{\text{р}}$ и выражена в функции от времени. Последнее отражает также вид регулирования гидростанций: суточное, месячное, сезонное и годовое.

При заданных условиях регулирования и выявленном среднем значении обеспеченной мощности зарегулированного водотока $\overline{N}_{\text{об}}$ отношение между $\overline{N}_{\text{об}}$ и $N_{\text{р. XII}}$ определяется отношением $\overline{N}_{\text{гар}}$ и $N_{\text{р.XII}}$. Величина $\overline{N}_{\text{об}}$ характеризует возможности ГЭС по водотоку, а величина $\overline{N}_{\text{гар}}$ выражает энергетические требования, определяемые условиями энергетического баланса системы и недублирования мощности ГЭС, равной $N_{\text{р. XII}}$.

Применяемое ниже обозначение «суточное» относится к суточному регулированию, а приводимые конкретные данные об отношении $\frac{\overline{N}_{\text{об}}}{N_{\text{р.XII}}} = \frac{\overline{N}_{\text{гар}}}{N_{\text{р.XII}}}$ относятся к дням с повышенными нагрузками системы в декабре. Обозначение «месячное» и связанное с ним отношение $N_{\text{об}} / N_{\text{р. XII}} = \overline{N}_{\text{гар}} / N_{\text{р. XII}}$ относится к гидростанциям, обладающим суточным и месячным (частично сезонным) регулированием.

Обозначение «сезонное» относится к ГЭС суточного и сезонного регулирования, а соответствующие величины $\overline{N}_{\text{об}} / N_{\text{р. XII}} = \overline{N}_{\text{гар}} / N_{\text{р. XII}}$ относятся к сезону, состоящему из четырех месяцев: с декабря по март включительно. Указанные четыре месяца являются обычно периодом повышенной нагрузки для системы в целом и последним этапом сработки водохранилищ сезонного и годового регулирования. Обозначение «годовое» характеризует отношение $\overline{N}_{\text{об}} / N_{\text{р. XII}}$ за целый год и соответствует условию полного годового регулирования стока маловодных лет, а при недостаточности стока последних оно означает также и наличие потребностей в многолетнем регулировании стока.

Соблюдение режима работы ГЭС, выраженного изменениями отношений $\mathcal{Э}_{\text{гар}} / \mathcal{Э}_{\text{гар. XII}}$, $N_{\text{р.}\tau} / N_{\text{р. XII}}$ и $N_{\text{р. }\tau} / P''_{\tau}$ в течение года, характеристика которых дана ниже, определяется надежностью электроснабжения и энергетическим балансом системы и является также тем условием, при котором обеспечивается полноценное использование недублируемой мощности ГЭС, равной $N_{\text{р. XII}}$.

Условию соблюдения баланса в системе и недублирования величины $N_{\text{р. XII}}$ соответствует также определенное соотношение между средней за период регулирования мощностью $\overline{N}_{\text{гар}}$ и наибольшей рабочей мощностью ГЭС $N_{\text{р. XII}}$. Отношение $\overline{N}_{\text{гар}} / N_{\text{р. XII}}$ зависит от типа нагрузки и удельного веса

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

ГЭС $x_г$ в системе. Изменения отношения $\overline{N}_{гар}/N_{р.\,XII} = \frac{\overline{N}_{об}}{N_{р.\,XII}}$ во времени (в пределах суток, недели, месяца, сезона и года) и возможность приспособления ГЭС к этим изменениям зависят от регулирующих свойств станций. Поэтому соблюдение условий надежности эксплуатации и полноценности мощностей может быть достигнуто в одних и тех же системах при разных значениях отношений $\overline{N}_{гар}/N_{р.\,XII} = \frac{\overline{N}_{об}}{N_{р.\,XII}}$ для гидростанций с разными видами регулирования.

Количественная характеристика показателей режима гарантированных отдач ГЭС, отвечающих требованиям системы

$$Э_{гар}/Э_{гар.\,XII},\ \frac{N_{р.\,т}}{N_{р.\,XII}}\ \text{и}\ N_{р.т}/P''_т,$$

выражена серией кривых рис. 23, 24, 24а, 25 и 25а.

Использование избыточной сезонной мощности, отражающей индивидуальные свойства гидростанции, естественно, не могло быть выражено этими кривыми. Учет этого фактора должен быть произведен дополнительно по схемам рис. 16 и 16а.

Площади F_m на этих рисунках обозначают часть нагрузки ГЭС, которая обусловлена ремонтом тепловых станций. Эта часть нагрузки, являясь составной частью гарантированных отдач ГЭС, все же может быть перераспределена во времени в зависимости от графика мощностей ГЭС по водотоку (см. рис. 16 и 16а).

Характеристика соотношений или точнее—соответствий между средней гарантированной мощностью $\overline{N}_{гар} = \overline{N}_{об}$ и наибольшей рабочей мощностью ГЭС $N_{р.\,XII}$ дается кривыми рис. 26—31.

Все графики рис. 26—31 характеризуют зависимость $N_{р.\,XII} = f(\overline{N}_{об})$. Однако графики рис. 29—31а отличаются от графиков рис. 26—28 наличием промежуточного элемента, связывающего $N_{р.\,XII}$ со средней мощностью ГЭС $\overline{N}_{об}$. Этим элементом является среднесуточная мощность $N_{об.\,с}$. Здесь дана зависимость $N_{р.\,XII} = f(N_{об.\,с}) = f(\overline{N}_{об})$.

Количественная характеристика соотношений между величинами $\overline{N}_{об}$ и $N_{р.\,XII}$, выраженная графиками рис. 26—31а, дана в процентах, причем за 100% принят годовой максимум нагрузки системы $P''_{XII} = P''_{год}$.

Показатели $N_{р.т}/N_{р.XII}$ и $Э_{гар}/Э_{гар.XII}$ (рис. 23, 24, 24а, 25 и 25а) в функции времени выражены в долях единицы, а за единицу приняты соответственно мощность $N_{р.\,XII}$ и выработка ГЭС $Э_{гар.\,XII}$ в декабре.

Показатель $N_{р.т}/P''_т$, выражающий удельную составляющую рабочей мощности ГЭС в месячном максимуме системы $P''_т$,

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

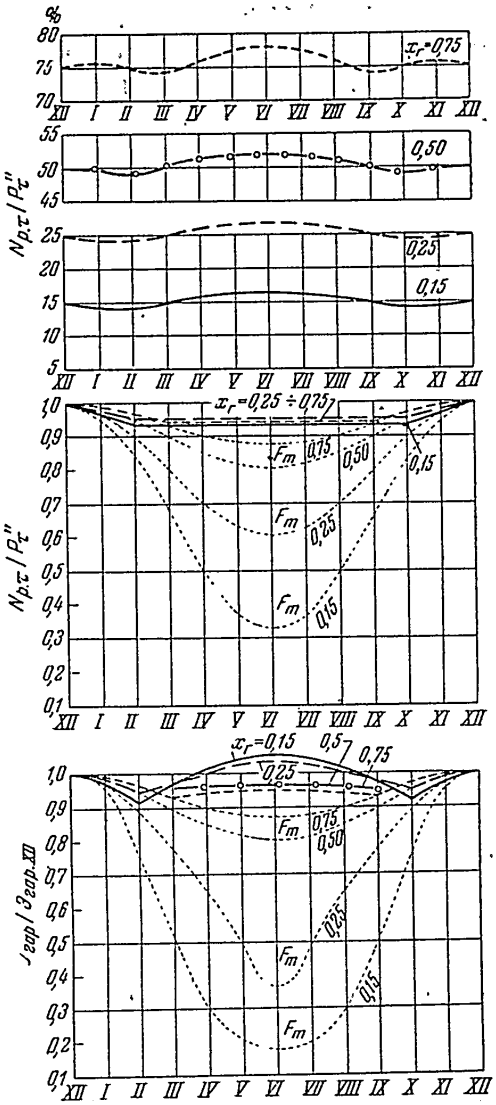

Рис. 23. Годовой режим гарантированной отдачи энергии ($\Theta_{гар}/\Theta_{гар.\,XII}$) и мощности ($N_{р.\,\tau}/N_{р.\,XII}$ и $N_{р.\,\tau}/P''_\tau$) гидростанций, используемых в системах I типа, при удельных значениях ГЭС $x_р = 0{,}15 \div 0{,}75$ и $t_т = 0{,}6$ мес.

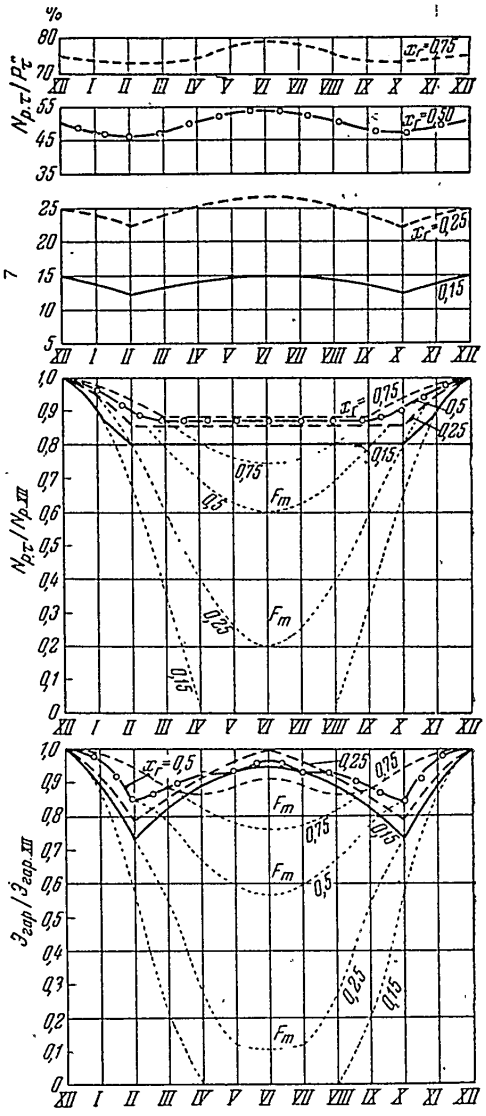

Рис. 24. Годовой режим гарантированной отдачи энергии ($\Theta_{гар}/\Theta_{гар.\,XII}$) и мощности ($N_{р.\,\tau}/N_{р.\,XII}$ и $N_{р.\,\tau}/P''_\tau$) гидростанций, используемых в системах II типа, при удельных значениях ГЭС $x_г = 0{,}15 \div 0{,}75$ и $t_т = 1$ мес.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

дается в долях от величины последнего для каждого месяца.

Показатель отношения (рис. 32—34)

$$\alpha_N = \frac{\overline{N}_{\text{гар}}}{N_{\text{р. XII}}} 100 = \frac{\overline{N}_{\text{гар}}}{x_{\text{г}} P''_{\text{XII}}} 100$$

по существу характеризует собой степень необходимой зарегулированности (выражаемой величиной $\overline{N}_{\text{гар}}$) недублированной рабочей мощности ГЭС, равной $N_{\text{р. XII}}$, в зависимости от типа нагрузки, структуры системы ($x_{\text{г}}$) и от регулирующих способностей ГЭС.

Для того чтобы выявить зависимость последнего (α_N) от удельного веса ГЭС в системе, на рис. 32—34 приводятся также кривые $\Delta\alpha_N$, выражающие характер изменения отношений $\Delta\overline{N}_{\text{гар}} / \Delta N_{\text{р. XII}}$:

$$\Delta\alpha_N = \frac{\Delta\overline{N}_{\text{гар}}}{\Delta N_{\text{р. XII}}} 100 .$$

С учетом нагрузочного резерва $N_{\text{н. р}}$, возлагаемого на ГЭС, величины α_N должны быть умножены на отношение $\frac{x_{\text{г}}}{x_{\text{г}} + b}$, где $b = \frac{N_{\text{н. р}}}{P''_{\text{год}}}$ можно принять равным 0,03, т. е.

$$\alpha_{Nn} = \alpha_N \frac{x_{\text{г}}}{x_{\text{г}} + 0{,}03} .$$

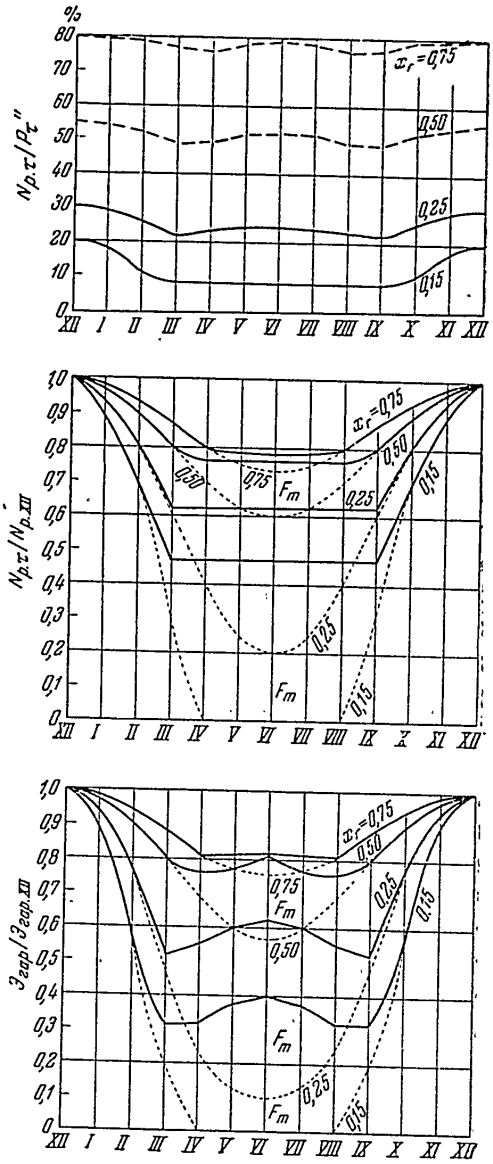

Рис. 24а. Годовой режим гарантированной отдачи энергии ($\Theta_{\text{гар}}/\Theta_{\text{гар. XII}}$) и мощности ($N_{\text{р. }\tau} / N_{\text{р. XII}}$ и $N_{\text{р. }\tau} / P''_{\tau}$) гидростанций, используемых в системах II типа, при удельных значениях ГЭС $x_{\text{г}} = 0{,}15 \div 0{,}75$ и $t_{\text{т}} = 0{,}6$ мес.

Анализ полученных конкретных характеристик целесообразно провести в «вертикальном» и «горизонтальном» направлениях.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

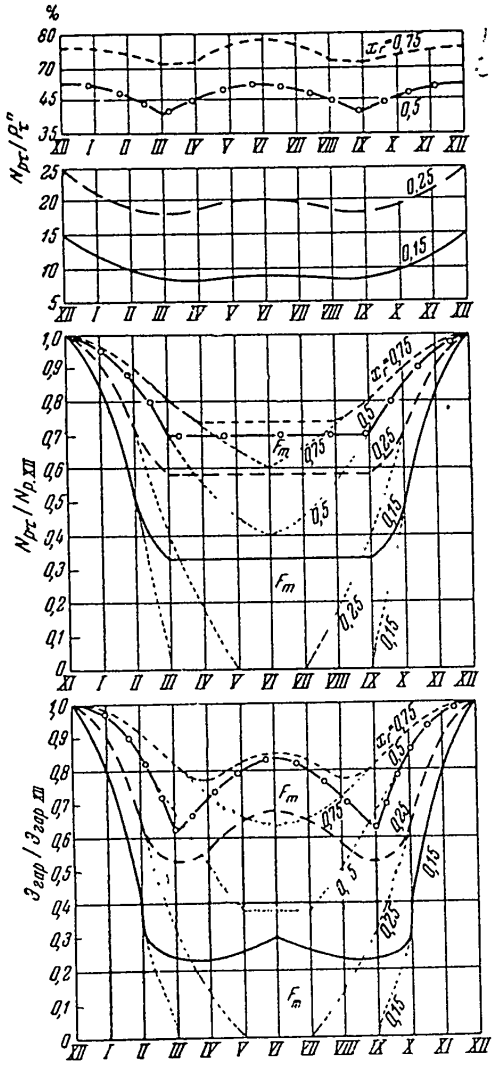

Рис. 25. Годовой режим гарантированной отдачи энергии ($Э_{гар}/Э_{гар.\,XII}$) и мощности ($N_{р.\,\tau}/N_{р.\,XII}$ и $N_{р.\,\tau}/P''_\tau$) гидростанций, используемых в системах III типа, при удельных значениях ГЭС $x_г = 0{,}15 \div 0{,}75$ и $t_т = 1$ мес.

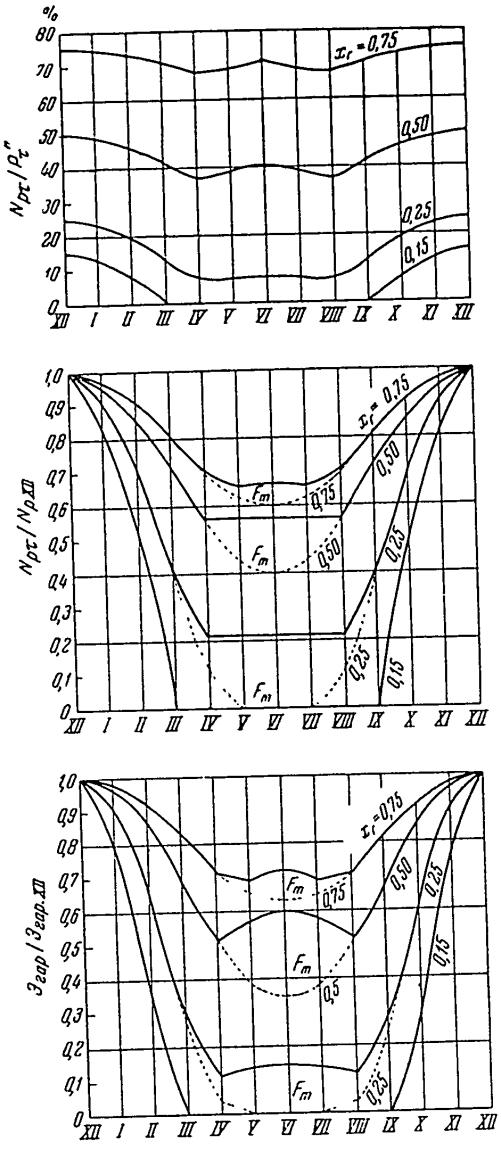

Рис. 25а. Годовой режим гарантированной отдачи энергии ($Э_{гар}/Э_{гар.\,XII}$) и мощности ($N_{р.\,\tau}/N_{р.\,XII}$ и $N_{р.\,\tau}/P''_\tau$) гидростанций, используемых в системах III типа, при удельных значениях ГЭС $x_г = 0{,}15 \div 0{,}75$ и $t_т = 0{,}6$ мес.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

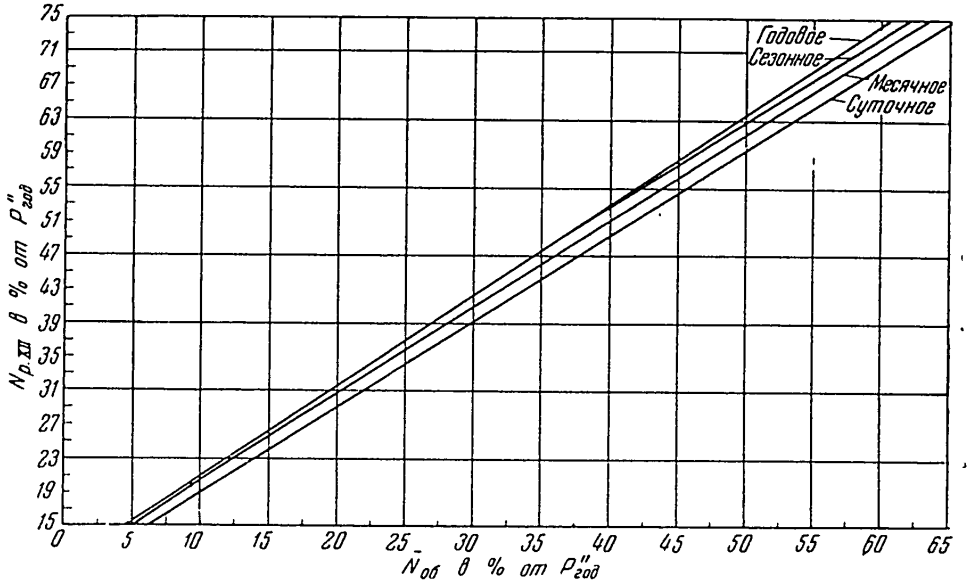

Рис. 26. Соотношения между обеспеченными средними $\bar{N}_{об}$ и рабочими мощностями $N_{р.\,XII}$ гидростанций, применительно к I типу нагрузки энергосистем и при $t_т = 0{,}6$ мес.

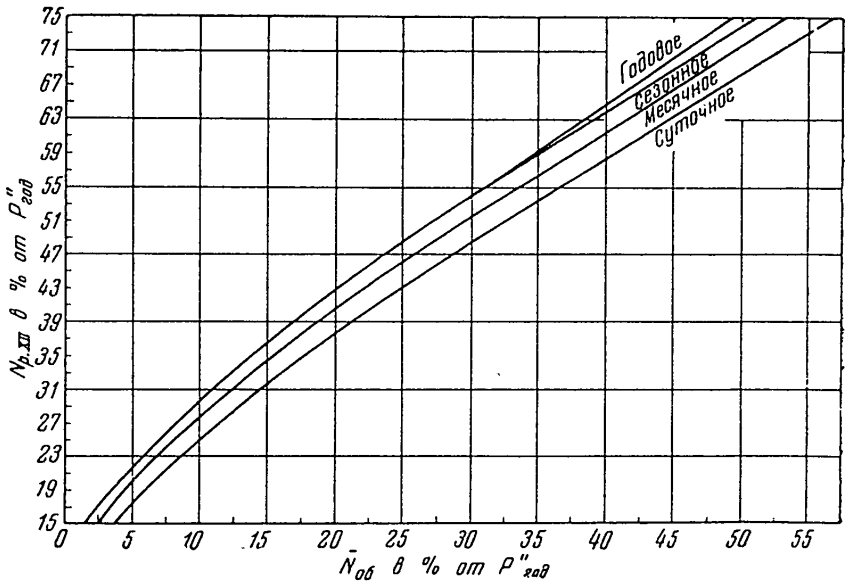

Рис. 27. Соотношения между обеспеченными средними $\bar{N}_{об}$ и рабочими мощностями $N_{р.\,XII}$ гидростанций, применительно к II типу нагрузки энергосистем и при $t_т = 1$ мес.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Здесь имеются в виду анализ показателей внутри каждого из трех типов нагрузки и сравнение полученных результатов по отдельным показателям между тремя типами.

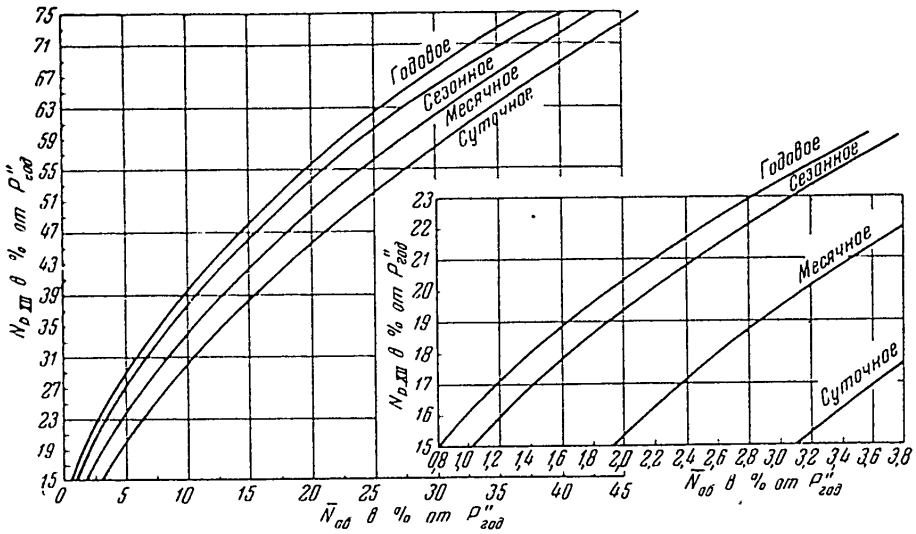

Рис. 28. Соотношения между обеспеченными средними $\overline{N}_{об}$ и рабочими мощностями $N_{р.\,XII}$ гидростанций, применительно к III типу нагрузки энергосистем и при $t_т = 1$ мес.

Прежде чем перейти к анализу типовых характеристик, приведем несколько примеров пользования составленными нами графиками.

Приведем пример пользования графиками рис. 26—28.

Первый пример для случая, когда проектируемая станция является первой гидростанцией в системе III типа (рис. 28): годовой максимум нагрузки системы $P''_{год} = P''_{XII} = 720$ тыс. квт, гидростанция обладает сезонным (и суточным) регулированием и средняя (за время регулирования) обеспеченная мощность ее $\overline{N}_{об}$, за вычетом потерь суточного регулирования, равна 72 тыс. квт, или 10% от $P''_{год}$. По кривой «сезонное» регулирование на рис. 28 находим, что указанному значению $\overline{N}_{об}$ соответствует максимальная рабочая мощность гидростанции $N_{р.\,XII}$, равная 38% от $P''_{год}$, или 274 тыс. квт.

Второй пример. При тех же данных системы, что и в первом случае, одновременно проектируются две гидростанции. Одна из них обладает только суточным регулированием, и величиной $N_{об.\,с}$=72 тыс. квт. Вторая станция обладает суточным и сезонным регулированием и такой же величиной $\overline{N}_{об} = 72$ тыс. квт, но в отличие от первой последняя является средней величиной за сезон. Если бы обе станции обладали

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

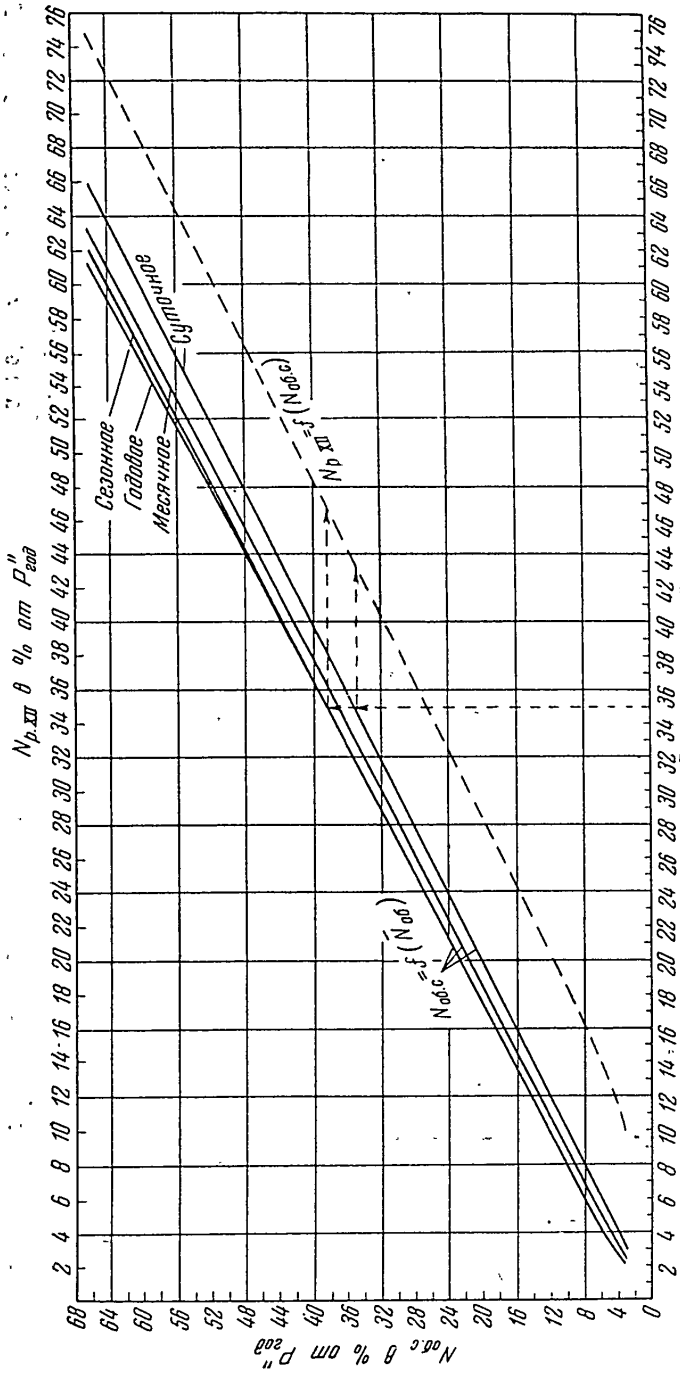

Рис. 29. Зависимость гарантированной рабочей мощности ГЭС $N_{р.XII}$ от обеспеченной среднесуточной мощности в декабре $N_{об.с}$ и зависимость последней от зарегулированной средней мощности ГЭС $\bar{N}_{об}$ (система I типа, $t_т = 0{,}6$ мес.).

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

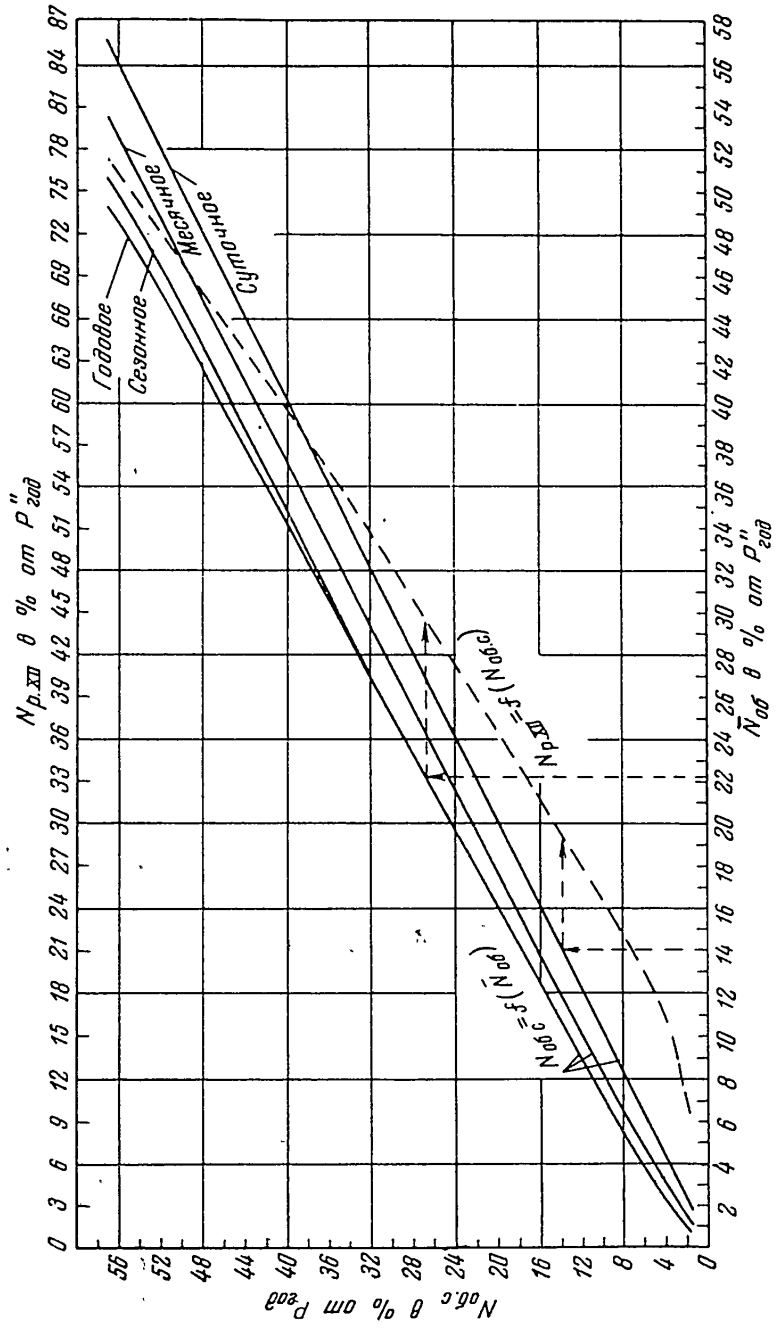

Рис. 30. Зависимость гарантированной рабочей мощности ГЭС $N_{р.\,XII}$ от обеспеченной среднесуточной мощности в декабре $N_{об.с}$ и зависимость последней от зарегулированной средней мощности ГЭС $\bar{N}_{об}$ (система II типа, $t_ч = 1$ мес.).

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

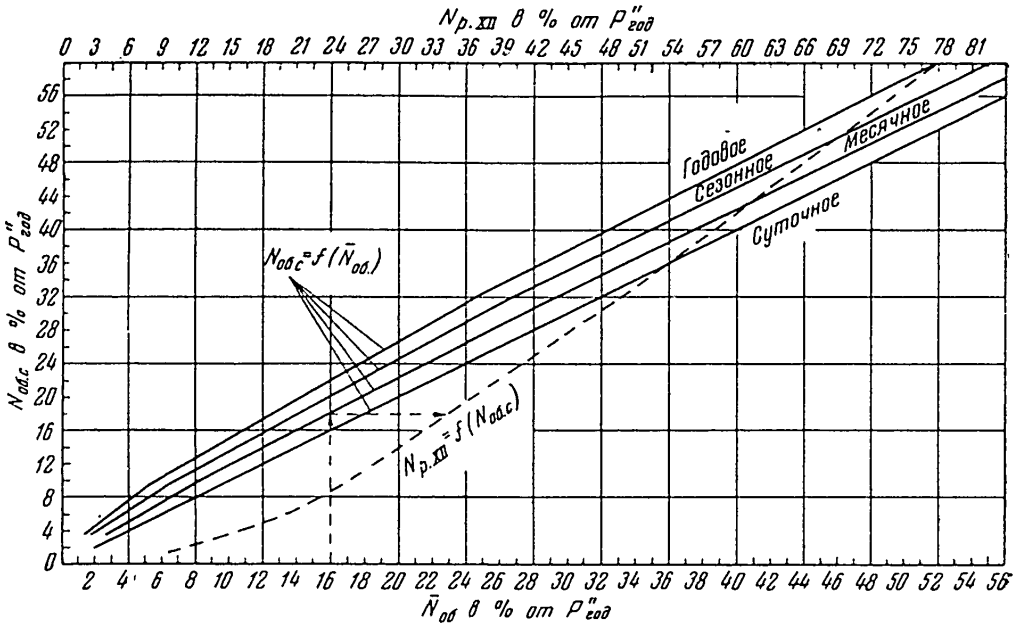

Рис. 30а. Зависимость гарантированной рабочей мощности ГЭС $N_{р.\,XII}$ от обеспеченной среднесуточной мощности в декабре $N_{об.\,с}$ и зависимость последней от зарегулированной средней мощности ГЭС $\overline{N}_{об}$ (система II типа, $t_т = 0{,}6$ мес.).

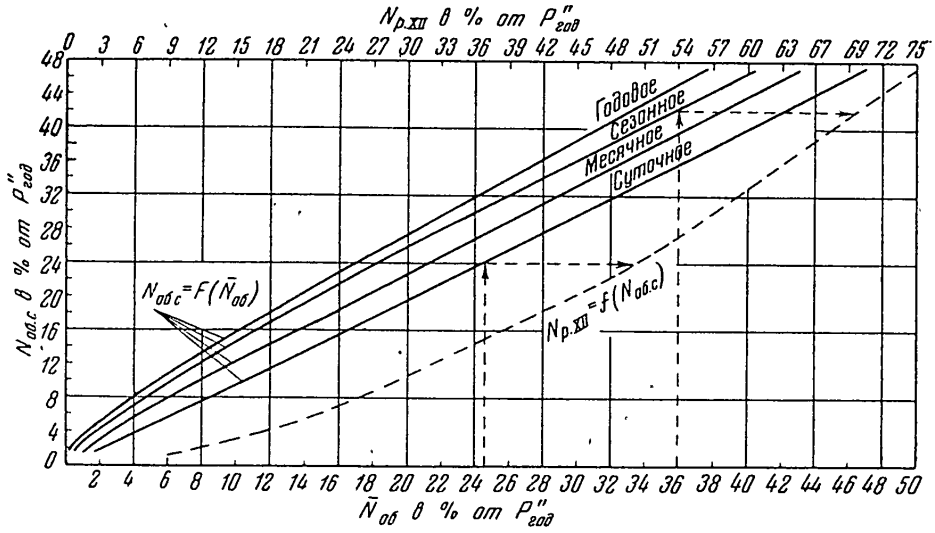

Рис. 31. Зависимость гарантированной рабочей мощности ГЭС $N_{р.\,XII}$ от обеспеченной среднесуточной мощности в декабре $N_{об.\,с}$ и зависимость последней от зарегулированной средней мощности ГЭС $\overline{N}_{об}$ (система III типа, $t_т = 1$ мес.).

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

только суточным регулированием, то, при сумме (за вычетом потерь суточного регулирования) $N_{об.\,с} = 144$ тыс. квт, или 20% от $P''_{год}$, последней будет соответствовать суммарная величина $\Sigma N_{р.\,XII} = 45\%\ P''_{год}$, или 324 тыс. квт (кривая «суточное» регулирование на рис. 28). При одинаковых экономических характеристиках на каждую станцию будет

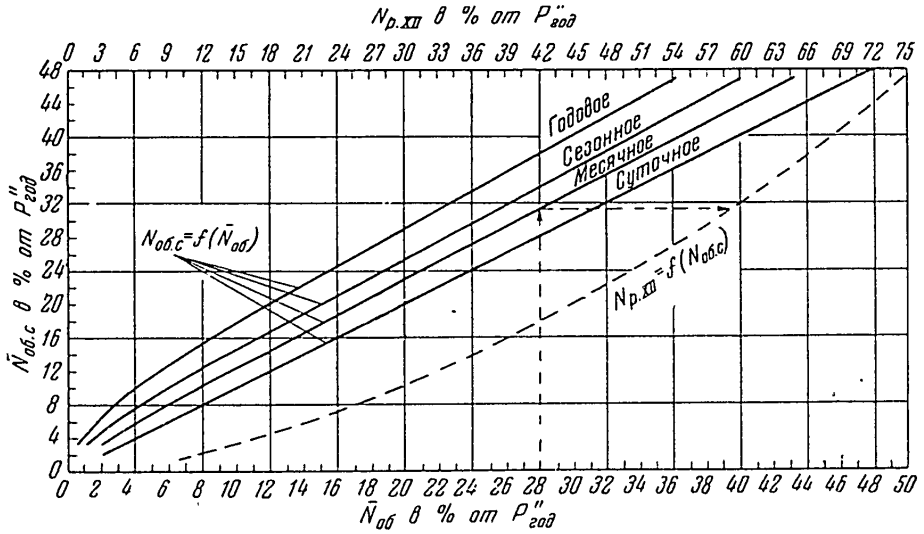

Рис. 31а. Зависимость гарантированной рабочей мощности ГЭС $N_{р.\,XII}$ от обеспеченной среднесуточной мощности в декабре $N_{об.\,с}$ и зависимость последней от зарегулированной средней мощности ГЭС $\bar{N}_{об}$ (система III типа, $t_т = 0{,}6$ мес.).

приходиться $N_{р.\,XII} = \frac{324}{2} = 162$ тыс. квт. Далее, для второй станции по разности ординат кривых «сезонное» и «суточное» регулирование при $N_{об} = 20\%$ от $P''_{год}$, получаем дополнительную рабочую мощность $\Delta N_{р.XII}$, равную $38 - 30 = 8\%$ от $P''_{год}$, или 57,6 тыс. квт. В сумме рабочая мощность 2-й станции, используемая без дублирования, будет равна $162 + 57{,}6 = 219{,}6$ тыс. квт.

Третий пример. При тех же данных системы, что и в первом случае, кроме проектируемой гидростанции, в системе имеется эксплуатируемая станция сезонного (и суточного) регулирования с установленной мощностью, равной 300 тыс. квт при $\bar{N}_{об} = 72$ тыс. квт. Проектируемая станция может обладать многолетним (и всеми прочими видами) регулированием и величиной $\bar{N}_{об} = 72$ тыс. квт. Требуется определить величину $N_{р.\,XII}$ для проектируемой станции.

По кривой «сезонного» регулирования на рис. 28 находим, что рабочая мощность $N_{р.\,XII}$ эксплуатируемой станции равна 38% от $P''_{год}$,

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

или 274 тыс. квт, при установленной мощности в 300 тыс. квт. По той же кривой для двух станций, при $\Sigma\overline{N}_{об} = 20\%$ от $P''_{год}$, находим, что суммарная величина $\Sigma N_{р.\ XII} = 53{,}5\%$ от $P''_{год}$, или 388,5 тыс. квт. За вычетом 274 тыс. квт рабочей мощности действующей станции на долю проектируемой остается $N_{р.\ XII} = 388{,}5 - 274 = 114{,}5$ тыс. квт.

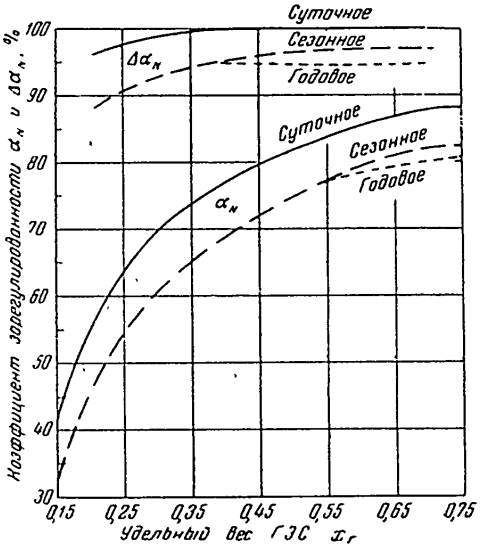

Рис. 32. Коэффициенты зарегулированности мощности ГЭС α_N и $\Delta\alpha_N$, используемых в системах I типа.

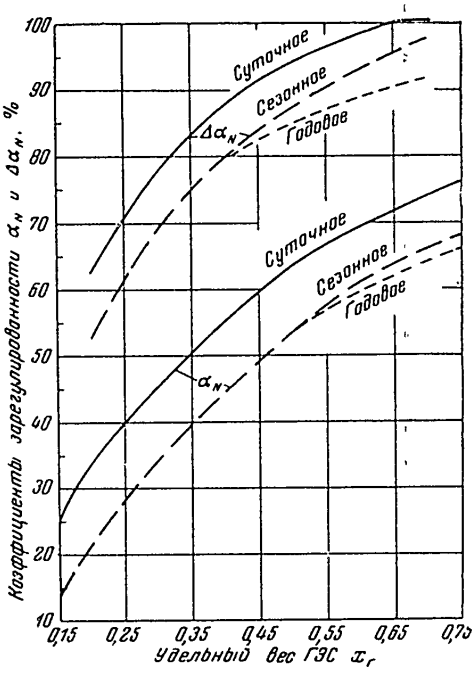

Рис. 33. Коэффициенты зарегулированности мощности ГЭС α_N и $\Delta\alpha_N$, используемых в системах II типа.

Далее, для проектируемой гидростанции, согласно условию при $\overline{N}_{об} = 20\%$ от $P''_{год}$, получаем дополнительную рабочую мощность, равную $\Delta N_{р.\ XII} = 56\%$ от $P''_{год}$ (кривая «годовое») минус 53,5% от $P''_{год}$ (кривая «сезонное»), т. е. 2,5% от $P''_{год}$, или 18 тыс. квт. В сумме максимальная рабочая мощность проектируемой станции $N_{р.\ XII}$ будет: $114{,}5 + 18 = 132{,}5$ тыс. квт.

Четвертый пример относится к рис. 30.

По природным и технико-экономическим условиям проектируемая ГЭС обладает возможностями для осуществления суточного и сезонного регулирования. Характеристика мощности водотока дана на рис. 35.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

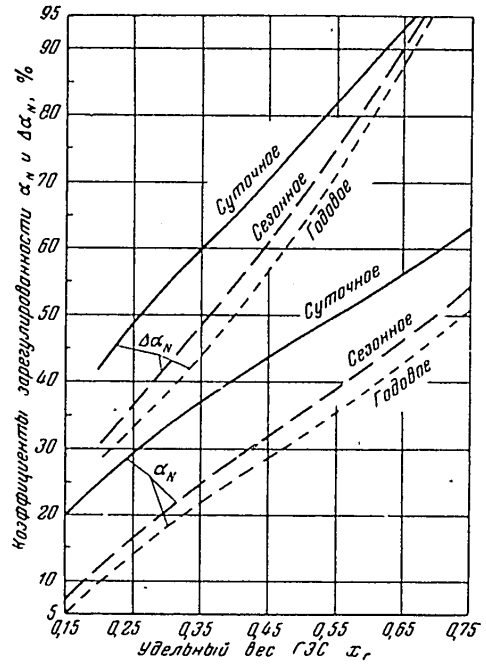

Рис. 34. Коэффициенты зарегулированности мощности ГЭС α_N и $\Delta\alpha_N$, используемых в системах III типа.

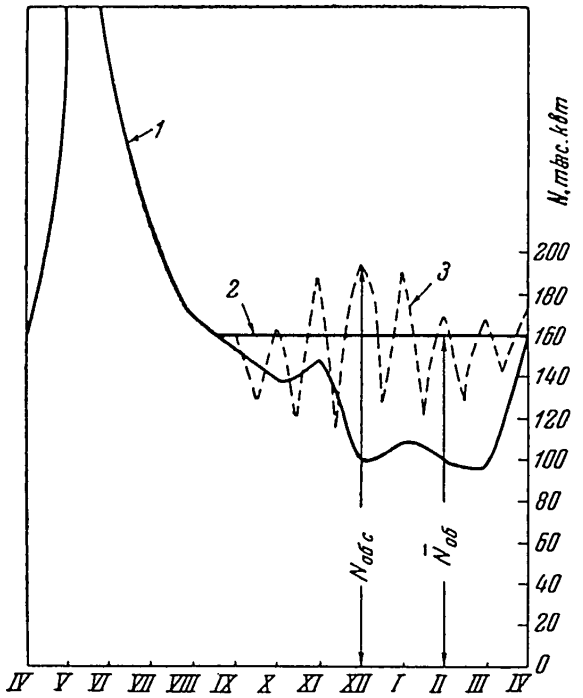

Рис. 35. Режим обеспеченных средних мощностей ГЭС:

1 — незарегулированный водоток; *2* — средняя величина обеспеченных (зарегулированных) мощностей $\bar{N}_{об}$; *3* — режим отдачи обеспеченных (зарегулированных) мощностей $N_{об} = N_{гар}$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

В естественных условиях среднесуточная мощность ГЭС $N_{об.\,с}$ равна 100 тыс. квт, или 14% от $P''_{год}$, равного 720 тыс. квт. Соответствующая ей максимальная рабочая мощность $N_{р.\,XII}$ при суточном регулировании равна 29% $P''_{год}$, или 212 тыс. квт.

Сезонное регулирование, согласно рис. 35, повышает среднюю за период регулирования мощность ГЭС $\overline{N}_{об}$ до 160 тыс. квт, что составляет 22,3% $P''_{год}$. При этом, согласно рис. 30, среднесуточная мощность ГЭС в декабре $N_{об.\,с}$ при покрытии годового максимума системы повышается до 27% $P''_{год}$, т. е. до 195 тыс. квт, а максимальная рабочая мощность—до 44% $P''_{год}$, что составляет 317 тыс. квт.

Использование регулирующих станций в качестве нагрузочного резерва повышает максимальную мощность их на величину, равную 0,03 $P''_{год}$, при неизменном значении заданной средней величины мощности ГЭС $\overline{N}_{об}$.

В последнем примере максимальная мощность ГЭС $N''_{XII} = N_{р.\,XII} + 0{,}03\,P''_{год} = 317 + 21 = 338$ тыс. квт.

§ 1. I типовая характеристика

Характеристика, выраженная графиками рис. 23, 26, 29 и 32, относится к гидростанциям, используемым в условиях I типа нагрузки систем. К этому типу относятся энергетические системы СССР, имеющие относительно наиболее выравненные графики нагрузки, что подтверждается суточными коэффициентами $\delta_с = 0{,}91-0{,}92$, годовым коэффициентом неравномерности максимумов $\sigma''_{год} \approx 0{,}90$ и, наконец, числом часов использования годового максимума системы порядка 7000 (см. табл. 1). В условиях нагрузки данного типа систем имеющиеся «провалы» в годовых графиках нагрузки целиком используются для производства ремонта оборудования системы. Мало того, даже при современных прогрессивных нормах времени ремонта генерирующего оборудования ГЭС и ТЭС «провалы» в графиках нагрузки рассматриваемого типа систем являются недостаточными для выполнения всей программы ремонтов, и приходится иметь специальный ремонтный резерв. В этих условиях оказалось, что все гидростанции системы, взятые вместе, должны располагать равномерной рабочей мощностью $N_р$ в течение всего года, за исключением периода ремонта собственных агрегатов (см. рис. 23), причем это условие относится к гидростанциям при любом удельном значении ГЭС в системе.

Это положение характеризуется кривыми $N_{р.\,\tau} / N_{р.\,XII}$ рис. 23, где отношение $N_{р.\,\tau} / N_{р.\,XII}$ меняется всего от 0,93 до 1,0 при $x_г = 0{,}15$ и от 0,95 до 1,0 при прочих значениях $x_г = 0{,}25 \div 0{,}75$.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Некоторое перераспределение во времени рабочих мощностей ГЭС возможно, при наличии избыточной сезонной мощности на ГЭС, за счет перемещения площади F_m согласно рис. 16 и 16а.

Выравненность годовых графиков рабочих (недублируемых) мощностей ГЭС подтверждается также кривыми $N_{\text{р.}\tau} / P''_{\tau}$ того же рис. 23.

Удельный вес гидростанций в покрытии месячных максимумов нагрузки систем весьма незначительно меняется в течение года, при любых удельных значениях ГЭС $x_{\text{г}} = \frac{N_{\text{р. XII}}}{P''_{\text{XII}}} = 0{,}15 \div 0{,}75$.

Режим отдачи гарантированной энергии $\Theta_{\text{гар}}$ гидростанциями системы характеризуется кривыми $\Theta_{\text{гар}} / \Theta_{\text{гар. XII}}$ рис. 23. Из этих кривых следует, что для соблюдения надежности электроснабжения потребителей отдача гарантированной энергии ГЭС должна быть достаточно равномерной в течение всего года при любом удельном значении ГЭС в системе $x_{\text{г}}$. Относительно наибольшие отклонения свойственны кривой $\Theta_{\text{гар.}} / \Theta_{\text{гар. XII}}$ при $x_{\text{г}} = 0{,}15$.

При всех прочих значениях $x_{\text{г}} > 0{,}15$ отношение $\Theta_{\text{гар}} / \Theta_{\text{гар.XII}}$ колеблется относительно еще меньше. Фиксируемое кривыми некоторое повышение величин $\Theta_{\text{гар}} / \Theta_{\text{гар. XII}}$ в летние месяцы, при удельных значениях $x_{\text{г}} = 0{,}15$ и $0{,}25$, объясняется небольшим различием в формах суточных графиков нагрузки системы и некоторым, хотя и незначительным, изменением места ГЭС в покрытии графиков нагрузки.

Соотношения между гарантированными величинами мощностей ГЭС $\overline{N}_{\text{гар}} = \overline{N}_{\text{об}}$ и $N_{\text{р. XII}}$, при рассматриваемом типе нагрузки систем, выражены графиками рис. 26. В пределах изменения величины гидроэлектрической составляющей от 15% ($x_{\text{г}} = 0{,}15$) до 75% ($x_{\text{г}} = 0{,}75$) отношения между $\overline{N}_{\text{гар}}$ и $N_{\text{р. XII}}$ повышаются от $\frac{5}{15} = 0{,}333$ (при годовом регулировании) до $\frac{66}{75} = 0{,}88$ (только при суточном регулировании). Для отношения $\frac{N_{\text{р. XII}}}{\overline{N}_{\text{об}}} = \frac{N_{\text{р. XII}}}{\overline{N}_{\text{гар}}}$ соответственно получаем: 3,0 и 1,14. Таким образом, в зависимости от времени и связанного с ним вида регулирования, а также от изменения величины $x_{\text{г}}$ соотношение между гарантированными мощностями ГЭС $\overline{N}_{\text{гар}}$ и $N_{\text{р. XII}}$ повышается почти в три раза: $\frac{0{,}88}{0{,}333} = 2{,}65$. При этом основными факторами, изменяющими указанные соотношения, являются: удельное значение ГЭС в системе $x_{\text{г}}$ и суточная неравномерность нагрузки. Все остальные виды нерав-

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

номерности нагрузки систем и соответственно связанные с ними виды регулирования стока имеют относительно меньшее влияние на отношение $\overline{N}_{\text{гар}}/N_{\text{р. хп}}$, чем суточная неравномерность нагрузки и соответствующее ей суточное регулирование ГЭС. Слияние «сезонного» и «годового» графиков рис. 26 и 29 при $N_{\text{р. хп}} < 50\%$ $P''_{\text{год}}$ (при $x_{\text{г}} < 0{,}5$) объясняется указанными выше особенностями летних графиков нагрузки системы и удельным весом, занимаемым ГЭС в их покрытии.

Изменения соотношений между мощностями ГЭС $\overline{N}_{\text{гар}}$ и $N_{\text{р. хп}}$ или, что то же, изменения коэффициента зарегулированности мощности ГЭС в зависимости от роста удельного значения ГЭС в системах I типа, выражены кривыми α_N и $\Delta\alpha_N$ рис. 32.

Последние выражают весьма важную и характерную особенность гидростанций, используемых в системах данного типа. Для гидростанций, взятых в целом, коэффициент зарегулированности α_N при повышении удельного веса ГЭС меняется с 42,5 (при $x_{\text{г}} = 0{,}15$ и суточном регулировании) до 88% (при $x_{\text{г}} = 0{,}75$ и суточном регулировании). Соответственно при годовом регулировании коэффициент α_N возрастает от 33 до 81%. В то же время коэффициент зарегулированности дополнительной мощности $\Delta\alpha_N$ изменяется в незначительных пределах. Так, например, при повышении удельного веса ГЭС $x_{\text{г}}$ от 0,15 до 0,75 величина $\Delta\alpha_N$ изменяется от 88 до 94%. С дальнейшим повышением удельного веса ГЭС в системе $x_{\text{г}}$ продолжает также расти коэффициент $\Delta\alpha_N$, приближаясь к 100%. Таким образом, если при небольшом удельном весе ГЭС в системах I типа допустима существенная разница между обеспеченными средними и рабочими мощностями ГЭС, то с вводом новых гидростанций и повышением величины их в системе соотношение между $\Delta\overline{N}_{\text{гар}}$ и $\Delta N_{\text{р. хп}}$ для новых станций резко возрастает и происходит сближение мощностей $\Delta\overline{N}_{\text{гар}}$ и $\Delta N_{\text{р. хп}}$.

§ 2. II типовая характеристика

Характеристика, выраженная графиками рис. 24, 24а, 27, 30, 30а и 33, относится к гидростанциям, используемым в системах II типа по нагрузке. Применительно к условиям СССР это весьма характерный и часто встречающийся тип нагрузки энергетических систем. Как видно из табл. 1, данный средний тип нагрузки системы характеризуется: суточными коэффициентами неравномерности, равными: $\delta_{\text{с}} = 0{,}82 \div 0{,}85$, годовым коэффициентом $\sigma''_{\text{год}} = 0{,}84 \div 0{,}86$ и числом часов использования годового максимума системы h порядка 5750—6000.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

В условиях нагрузки систем данного типа имеющиеся «провалы» в годовом графике нагрузки почти целиком должны быть предназначены (при $t = 1$ мес. и частично при $t = 0{,}6$ мес.) для производства планового ремонта генерирующего оборудования системы. В этих условиях имеющиеся возможности для снижения требований, предъявляемых к недублируемым гидростанциям энергосистемами, весьма ограничены. Из данных, выражаемых характеристиками рис. 24 и 24а, видно, что имеющиеся возможности в системе могут быть использованы для снижения требований, предъявляемых к ГЭС в годы маловодья, только при небольших удельных значениях ГЭС в системе.

При удельных значениях ГЭС в системе, равных и превышающих 0,25 (при $t_т = 1$ мес.), характер энергетических требований, предъявляемых к недублируемым мощностям ГЭС в эти годы, немногим отличается от характера требований, выраженных кривыми рис. 23, относящихся к I типу нагрузки систем.

Из рис. 24 и 24а следует, что годовой режим отдачи рабочих мощностей ГЭС, выражаемый отношением $N_{р.\,т} / N_{р.\,XII} = f(\tau)$, характеризуется при удельном значении $x_г = 0{,}15$ относительно большой неравномерностью, выражающейся в том, что в течение многих месяцев в году величина $\frac{N_{р.\,т}}{N_{р.\,XII}} = 0{,}80$ при $t_т = 1$ мес. и 0,47 при $t_т = 0{,}6$ мес. Отношение $N_{р\tau} / P''_\tau$ за этот же период снижается соответственно до 12,5—7,8% вместо 15% в декабре. То же относится к режиму отдачи гарантированной энергии, выраженному кривой $Э_{гар} / Э_{гар.\,XII}$ того же рис. 24.

При удельном значении ГЭС $x_г = 0{,}15$ отношение $Э_{гар} / Э_{гар.\,XII}$ в течение нескольких месяцев снижается, и гарантированная отдача ГЭС в эти месяцы может составить 74—97% от декабрьской выработки ГЭС $Э_{гар.\,XII}$ при $t_т = 1$ мес. и 32—40% при $t_т = 0{,}6$ мес.

При всех остальных удельных значениях ГЭС в системе, когда $x_г > 0{,}15$, годовые режимы гидростанций, выражаемые отношениями $N_{р.\,т} / N_{р.\,XII}$, $N_{р.\,т} / P''_\tau$ и $Э_{гар} / Э_{гар.\,XII}$, характеризуются достаточно высокой устойчивостью. Высокая устойчивость подтверждается тем, что гарантированная выработка энергии ГЭС $Э_{гар}$ в отдельные месяцы снижается на 20% (кривая $Э_{гар} / Э_{гар.\,XII}$ рис. 24 при $x_г = 0{,}25$), в то время как в другие месяцы года она близка к декабрьской выработке ГЭС $Э_{гар.\,XII}$.

Необходимо обратить внимание на следующую особенность режимов отдачи гарантированной энергии ГЭС при $x_г = 0{,}25 \div 0{,}75$, выражаемых кривыми $Э_{гар} / Э_{гар.\,XII}$ рис. 24: при

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

удельных значениях ГЭС $x_г = 0{,}25 \div 0{,}50$ и в особенности при $t_т = 1$ мес. наблюдается относительно более резкое снижение отношения $Э_{гар} / Э_{гар.\,XII}$ (до 0,80), чем при $x_г = 0{,}75$, когда последнее снижается в весенние месяцы до 0,88. С другой стороны, в летние месяцы наблюдается обратное явление. В первом случае отношение $Э_{гар} / Э_{гар.\,XII}$ достигает 0,97 и 1,0, а во втором оно составляет 0,91. Поэтому в целом отношения среднегодовой величины $\overline{Э}_{гар}$ к декабрьской величине $Э_{гар.\,XII}$ при всех значениях $x_г = 0{,}25 \div 0{,}75$ (и при $t_т = 1$ мес.) немногим отличаются друг от друга и колеблются в пределах между 0,91 и 0,93.

Летний подъем кривых отдачи гарантированной энергии ГЭС, при удельных значениях ГЭС $x_г \leqslant 0{,}50$, обусловлен, как и в предыдущем случае (тип I), формой летних суточных графиков нагрузки систем и относительным (по сравнению с зимними условиями) изменением в связи с этим емкости зоны графика, занимаемой гидростанциями. Из данных табл. 1 видно, что летние коэффициенты нагрузки системы несколько больше зимних: $\delta_{с.\,VI} = 0{,}85$, а $\delta_{с.\,XII} = 0{,}82$. При этом ординаты пиковых частей графиков имеют обратную тенденцию: в июне $P''_п / P'' = 0{,}36$, а в декабре $P''_п / P'' = 0{,}40$, и емкость пиковых частей суточных графиков относительно больше летом, чем зимою.

Данные, характеризующие соотношения между гарантированными мощностями ГЭС $\overline{N}_{гар} = \overline{N}_{об}$ и $N_{р.\,XII}$, в условиях II типа нагрузки систем (рис. 27), показывают, что отношение $\overline{N}_{гар} / N_{гар.\,XII}$ изменяется в шесть раз: от $\frac{2{,}2}{15{,}0} = 0{,}145$ (при $x_г = 15\%$ и при годовом регулировании) до $\frac{57}{75} = 0{,}76$ (при $x_г = 75\%$ и при суточном регулировании). При этом основными факторами изменения соотношения являются: удельное значение гидростанций в системе и неравномерность суточных графиков нагрузки систем. Остальные формы неравномерности нагрузки и соответствующие им виды регулирования ГЭС значительно меньше влияют на изменение соотношений между гарантированными мощностями ГЭС $\overline{N}_{гар}$ и $N_{р.\,XII}$; это влияние уменьшается с повышением удельного значения ГЭС в системе.

Данные табл. 5, характеризующие влияние видов неравномерностей нагрузки и регулирования стока на коэффициент α_N (т. е. на соотношение между гарантированными мощностями гидростанций $\overline{N}_{гар}$ и $N_{р.\,XII}$), показывают, что среди них наиболее весомыми являются суточная неравномерность нагрузки

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

системы (суточное регулирование ГЭС) и удельный вес мощности гидростанций в системе.

Изменения коэффициентов зарегулированности мощности α_N и $\Delta\alpha_N$ в зависимости от удельного веса ГЭС в системах II типа выражены кривыми рис. 33.

В целом для всех гидростанций системы имеется существенная разница между двумя видами гарантированных мощностей $\bar{N}_{\text{гар}}$ и $N_{\text{р. хп}}$, характеризуемых коэффициентом α_N. Даже при весьма большом удельном весе ГЭС в системе, когда $x_{\text{г}} = 0{,}75$, коэффициент α_N, в зависимости от вида регулирования стока, равен 66—76%. При малом удельном значении $x_{\text{г}} = 0{,}15$ коэффициент α_N равен соответственно 15 и 25%.

По мере роста удельного веса ГЭС в системе характеристика зарегулированности дополнительной мощности ГЭС резко меняется.

Для гидростанций, повышающих удельную величину $x_{\text{г}}$ с 0,25 до 0,5, коэффициент $\Delta\alpha_N$ для дополнительной мощности ГЭС будет равен 80—88%. С дальнейшим повышением удельной величины ГЭС в системе $x_{\text{г}}$ коэффициент $\Delta\alpha_N$ будет приближаться к максимальному пределу, т. е. к единице.

§ 3. III типовая характеристика

Характеристика гидростанций, используемых в системах III типа нагрузки, выражена серией кривых рис. 25, 25а 28, 31, 31а и 34.

К III типу относятся энергетические системы СССР, характеризуемые сравнительно резкими колебаниями нагрузки, обусловленными обычно значительным удельном весом коммунально-бытового потребления энергии, отсутствием электроемких и непрерывных производств или небольшими их масштабами. III тип, занимая крайнее положение среди крупных и средних по мощности энергосистем, однако, является достаточно распространенным в СССР.

Из данных табл. 1 видно, что III тип нагрузки систем характеризуется суточными коэффициентами $\delta_{\text{с}}$, изменяющимися от 0,72 до 0,78, годовым коэффициентом неравномерности максимумов $\sigma''_{\text{год}}$, равным $0{,}80 \div 0{,}82$, и числом часов использования годового максимума системы порядка $4800 \div 5000$.

«Провалы» в годовых графиках нагрузки III типа энергосистем достаточно велики для того, чтобы их можно было использовать для полного ремонта агрегатов системы, а также и для снижения потребных гарантированных мощностей ГЭС в отдельные месяцы маловодья.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Таблица 5

Влияние каждого вида регулирования на коэффициент зарегулированности мощности ГЭС

1. При последовательном переходе от одного вида регулирования к другому

$x_г$	Типы нагрузок систем											
	I				II				III			
	Виды регулирования											
	Суточное	Месячное	Сезонное	Год	Суточное	Месячное	Сезонное	Год	Суточное	Месячное	Сезонное	Год
	$\frac{N_{гар.\,с}}{N_{р.\,XII}}$	$\frac{N_{гар.\,м}}{N_{гар.\,с}}$	$\frac{N_{гар.\,сез}}{N_{гар.м}}$	$\frac{N_{гар.\,год}}{N_{гар.\,сез}}$	$\frac{N_{гар.\,с}}{N_{р.XII}}$	$\frac{N_{гар.\,м}}{N_{гар.\,с}}$	$\frac{N_{гар.\,сез}}{N_{гар.\,м}}$	$\frac{N_{гар.\,год}}{N_{гар.\,сез}}$	$\frac{N_{гар.\,с}}{N_{гар.\,XII}}$	$\frac{N_{гар.\,м}}{N_{гар.\,с}}$	$\frac{N_{гар.\,сез}}{N_{гар.\,м}}$	$\frac{N_{гар.\,год}}{N_{гар.сез}}$
0,15	0,425	0,79	0,98	1,0	0,25	0,70	0,84	1,0	0,205	0,63	0,58	0,72
0,25	0,64	0,87	0,98	1,0	0,40	0,80	0,89	1,0	0,29	0,73	0,77	0,88
0,50	0,82	0,94	0,98	1,0	0,64	0,91	0,93	1,0	0,47	0,87	0,87	0,89
0,75	0,88	0,96	0,97	0,99	0,76	0,94	0,95	0,97	0,63	0,92	0,93	0,935

2. При последовательном сравнении всех видов регулирования с суточным регулированием

$x_г$	$\frac{N_{гар.\,с}}{N_{р.\,XII}}$	$\frac{N_{гар.\,м}}{N_{гар.\,с}}$	$\frac{N_{гар.\,сез}}{N_{гар.\,с}}$	$\frac{N_{гар.\,год}}{N_{гар.\,с}}$	$\frac{N_{гар.\,с}}{N_{р.\,XII}}$	$\frac{N_{гар.\,м}}{N_{гар.\,с}}$	$\frac{N_{гар.\,сез}}{N_{гар.\,с}}$	$\frac{N_{гар.\,год}}{N_{гар.\,с}}$	$\frac{N_{гар.\,с}}{N_{р.\,XII}}$	$\frac{N_{гар.\,м}}{N_{гар.\,с}}$	$\frac{N_{гар.\,сез}}{N_{гар.\,с}}$	$\frac{N_{гар.\,год}}{N_{гар.\,с}}$
0,15	0,425	0,79	0,775	0,775	0,25	0,70	0,60	0,60	0,205	0,63	0,365	0,26
0,25	0,64	0,87	0,855	0,855	0,40	0,80	0,71	0,71	0,29	0,73	0,56	0,495
0,50	0,82	0,94	0,925	0,925	0,64	0,91	0,85	0,85	0,47	0,87	0,765	0,68
0,75	0,88	0,96	0,93	0,92	0,76	0,94	0,89	0,87	0,63	0,92	0,855	0,80

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Это дает возможность в течение большей части маловодного года резко снизить отдачу рабочих мощностей и гарантированной энергии гидростанций (в особенности при удельных значениях ГЭС в системах $< 0{,}5$). При этом полноценность использования недублируемой мощности ГЭС и надежность электроснабжения системы в целом полностью сохраняются.

Кривые $N_{р.т} / N_{р.\,хп}$ и $Э_{гар} / Э_{гар.\,хп}$ (рис. 25 и 25а) дают конкретное представление о годовом режиме минимальных отдач гидростанций, определяемых условиями энергетического баланса системы и удовлетворяющих, таким образом, ее требования в маловодье. Допускаемые резкие колебания гарантированных мощностей $N_{р.т}$ и энергии $Э_{гар}$ станций в течение года не всегда, однако, совпадают с большими колебаниями удельных мощностей ГЭС в системе, характеризуемыми $N_{р.т} / P''_т$.

Кроме того, из рис. 25 и 25а следует, что характер изменения во времени рабочих мощностей $N_{р.т} / N_{р.\,хп}$ частично отличается от характера изменения гарантированной энергии ГЭС $Э_{гар} / Э_{гар.\,хп}$.

Указанные выше особенности для гидростанций III типа энергосистем обусловлены изменениями во времени конфигурации суточных графиков нагрузки систем и емкостей пиковых частей этих графиков.

Последние, в частности, объясняют происхождение летнего подъема кривых $Э_{гар} / Э_{гар.\,хп}$ (рис. 25 и 25а) и различие между последними и кривыми $N_{р.т} / N_{р.\,хп}$ при удельных значениях ГЭС $x_т = 0{,}25 \div 0{,}75$.

Как видно из кривых, в весенние и летние месяцы рабочая мощность ГЭС при $x_т = 0{,}15$ снижается на 67% по сравнению с зимней, а соответствующая ей энергия снижается еще на больший процент.

Соотношения между гарантированными мощностями ГЭС $\overline{N}_{гар} = \overline{N}_{об}$ и $N_{р.\,хп}$ и характер их изменений, выраженные кривыми рис. 28, существенно отличаются от подобных данных, относящихся к двум предыдущим типам I и II (см. рис. 26 и 27).

В условиях III типа систем получается очень большой диапазон изменения отношения $\overline{N}_{об} / N_{р.\,хп}$ (или $N_{р.\,хп} / \overline{N}_{об}$). Без учета потерь суточного регулирования на ГЭС отношение между гарантированными мощностями $\overline{N}_{гар} = \overline{N}_{об}$ и $N_{р.\,хп}$ изменяется в 11,6 раза: от $\frac{0{,}81}{15} = 0{,}054$ (при $x_т = 0{,}15$ и годовом регулировании) до $\frac{47}{75} = 0{,}628$ (при $x_т = 0{,}75$ и

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

суточном регулировании). Причем в условиях III типа систем существенными факторами являются не только суточная неравномерность (суточное регулирование стока), но и другие виды неравномерности нагрузки (другие виды регулирования), в особенности сезонная. Значение последней фактически не полностью выражено «сезонной» кривой рис. 28. Сезонная неравномерность нагузки, а следовательно, и сезонное регулирование ГЭС частично выражаются и «месячной» кривой рис. 28, поскольку она отражает недельную и межнедельную неравномерности нагрузок систем, а последняя по своей природе относится к сезонной.

Из тех же кривых и из табл. 5 видно, что под влиянием суточной неравномерности нагрузки отношение между гарантированными мощностями $\overline{N}_{\text{гар}}$ и $N_{\text{р. XII}}$ меняется в 3,1 раза. При переходе от суточного к полногодовому регулированию и в результате изменения суточных нагрузок в течение года отношения между $\overline{N}_{\text{гар}}$ и $N_{\text{р. XII}}$ изменяются от 1,24 (при $x_{\text{г}} = 0{,}75$) до 3,85 раза (при $x_{\text{г}} = 0{,}15$). При этом результаты последних связаны главным образом с сезонными неравномерностями нагрузки системы и сезонным регулированием стока.

Следовательно, если в условиях II типа, и в особенности I типа систем, основными факторами, определяющими соотношения между гарантированными мощностями ГЭС $\overline{N}_{\text{гар}}$ и $N_{\text{р. XII}}$, являются удельное значение ГЭС в системе и суточная неравномерность нагрузки (суточное регулирование), то в системах III типа наряду с ними действует также и сезонный фактор неравномерности нагрузки (сезонное регулирование стока). Кроме того, в последнем случае (III тип) весомое значение имеют также остальные виды неравномерности нагрузки и формы регулирования стока.

Изменения коэффициентов зарегулированности мощности α_N и $\Delta\alpha_N$ в зависимости от удельного веса ГЭС в системах III типа выражены кривыми рис. 34.

В системе данного типа имеется существенная разница между двумя видами гарантированных мощностей $\overline{N}_{\text{гар}}$ и $N_{\text{р. XII}}$ гидростанций в целом при любом удельном значении последних в системе. Даже при весьма большой удельной величине мощности гидростанций, когда $x_{\text{г}} = 0{,}75$, коэффициент α_N равен 50—63%.

Велика также разница между дополнительными мощностями $\Delta\overline{N}_{\text{гар}}$ и $\Delta N_{\text{р. XII}}$, получаемыми при повышении удельного веса ГЭС в системах от минимального значения до достижения величины $x_{\text{г}} = 0{,}5$. И лишь для последующих дополнительных мощностей ГЭС $\Delta\overline{N}_{\text{гар}}$ и $\Delta N_{\text{р. XII}}$, соответст-

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

вующих дальнейшему повышению удельного веса ГЭС в системе, отношение $\frac{\Delta \overline{N}_{\text{гар}}}{\Delta N_{\text{р. XII}}} = \Delta\alpha_N$ существенно меняется, достигая $88 \div 94\%$. Таким образом, даже в системах III типа, при большом удельном весе гидростанций, степень зарегулированности мощностей ряда гидростанций достигает высокого уровня, и коэффициент $\Delta\alpha_N$ приближается к своему максимальному пределу.

Для сравнительной оценки типов нагрузки систем и удельного веса гидростанций в системе, при определении величин и режима гарантированных мощностей ГЭС, применимы некоторые средние показатели (и коэффициенты) как относительно наиболее устойчивые характеристики.

Для этого воспользуемся средними за год величинами $\overline{N}_{\text{р}}$ (гарантированной среднегодовой рабочей мощности), $\overline{x}_{\text{г}}$ (среднегодовым удельным значением ГЭС в системе) и $\overline{\Theta}_{\text{гар}}$ (гарантированной среднегодовой энергией). Для удобства эти величины выражаются в процентах от соответствующих величин в декабре.

Разделив $\overline{N}_{\text{р}}$ на $N_{\text{р.XII}}$, получим коэффициент годовой неравномерности рабочих мощностей ГЭС:

$$\sigma''_{\text{год. г}} = \frac{\sum^{\tau=12} N_{\text{р.}\tau}}{12 N_{\text{р. XII}}} = \frac{\overline{N}_{\text{р}}}{N_{\text{р. XII}}} .$$

Точно так же, разделив $\overline{\Theta}_{\text{гар}}$ на $\Theta_{\text{гар. XII}}$, получим коэффициент годовой неравномерности выработки энергии ГЭС:

$$\overline{\sigma}_{\text{год. г}} = \frac{\sum^{\tau=12} \Theta_{\text{гар}}}{12\Theta_{\text{гар. XII}}} = \frac{\overline{\Theta}_{\text{гар}}}{\Theta_{\text{гар. XII}}} .$$

Кроме того, для выявления характера влияния типа нагрузки системы на соотношение между гарантированными мощностями ГЭС $\overline{N}_{\text{гар}}$ и $N_{\text{р. XII}}$, названное нами коэффициентом зарегулированности мощности ГЭС (α_N), сравним полученные данные для «годового» графика коэффициента α_N в условиях I типа (см. рис. 32) с соответствующими данными для II и III типов систем (см. рис. 33 и 34). Показатель, характеризующий отношение коэффициентов α_N, обозначим буквой μ, тогда:

$$\mu\,(\text{II типа}) = \frac{\alpha_N\,(\text{I типа})}{\alpha_N\,(\text{II типа})} = f\,(x_{\text{г}})$$

и

$$\mu\,(\text{III типа}) = \frac{\alpha_N\,(\text{I типа})}{\alpha_N\,(\text{III типа})} = f_1\,(x_{\text{г}}).$$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Рис. 36 характеризует гидростанции по четырем показателям: μ (фигура A), $\bar{\sigma}_{\text{год. г}}$ (фигура $Б$), $\sigma''_{\text{год. г}}$ (фигура $В$) и $\bar{x}_г$ (фигура $Г$) для трех типов систем, при удельных значениях ГЭС в системе, изменяющихся от $x_г = 0{,}15$ до $x_г = 0{,}75$ и при $t_т = 1$ мес.

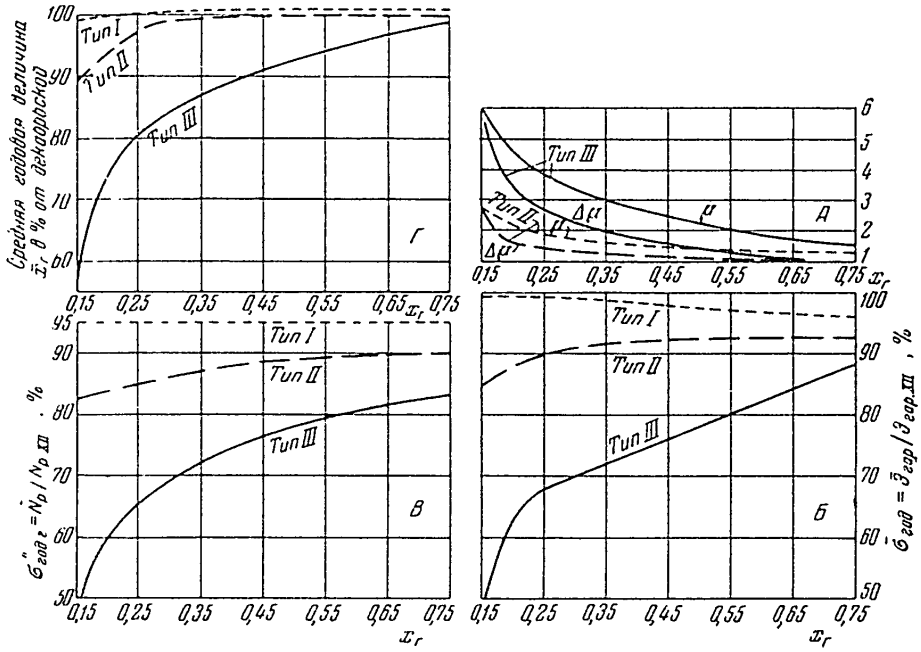

Рис. 36. Сравнение среднегодовых гарантированных величин (выраженных в процентах от декабрьских) и коэффициентов зарегулированных мощностей ГЭС, полученных при одинаковых удельных значениях ГЭС, но в разных энергосистемах.

Из рис. 36 видно, что характеристики ГЭС резко отличаются друг от друга по типам систем. Чем меньше удельное значение ГЭС в системе, тем большей будет разница в характеристиках. В системах, относящихся к среднему типу II, и в особенности крайнему III типу, выделяются характеристики станций, занимающих небольшой удельный вес в системе, когда $x_г < 0{,}25$.

Из характеристики (фиг. $А$, рис. 36), выраженной показателями μ и $\Delta\mu$, следует, что чем менее плотны графики нагрузки систем, тем меньшими будут, при прочих равных условиях, отношения между среднесуточными и рабочими мощностями ГЭС.

Таким образом, при одной и той же средней величине обеспеченной мощности $\bar{N}_{об}$, одинаковых регулирующих способностях и при одинаковом удельном весе ГЭС в системе $x_г$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

величина полноценно используемой (без дублирования) рабочей мощности ГЭС $N_{\text{р. XII}}$ будет сильно колебаться в зависимости от типа нагрузки.

Годовые режимы гарантированной отдачи гидроэнергии $\mathcal{Э}_{\text{гар}}$, характеризуемые кривыми фигуры $Б$ (рис. 36), существенно отличаются друг от друга в зависимости от типа системы. Особенно существенно различие между кривой III типа и двумя остальными кривыми.

Для удовлетворения минимальных потребностей систем I типа эксплуатируемые гидростанции в целом должны иметь почти равномерный режим отдачи гарантированной энергии $\mathcal{Э}_{\text{гар}}$ по месяцам года, при любом удельном значении ГЭС $x_{\text{г}}$, равном 0,15÷0,75.

Коэффициент $\overline{\sigma}_{\text{год. г}}$ на фигуре $Б$ (рис. 36), характеризующий годовую неравномерность отдачи месячных величин $\mathcal{Э}_{\text{гар}}$ гидростанций:

$$\overline{\sigma}_{\text{год. г}} = \frac{\overline{\mathcal{Э}}_{\text{гар}}}{\mathcal{Э}_{\text{гар. XII}}},$$

близок к единице или к 100%, и колеблется от 96 до 101% в системах I типа.

При удовлетворении тех же требований в системах II типа годовой режим отдачи гидростанциями месячных величин $\mathcal{Э}_{\text{гар}}$ также характеризуется достаточно большой выравненностью, в особенности в пределах удельных значений ГЭС $x_{\text{г}}$, равных 0,25—0,75.

В отличие от столь выравненных режимов ГЭС в системах I и II типов, в системах III типа имеется возможность для весьма неравномерной отдачи гарантированной энергии ГЭС $\mathcal{Э}_{\text{гар}}$.

Аналогичную картину дает и фигура $В$ (рис. 36), характеризующая неравномерности гарантированных рабочих мощностей ГЭС, выражаемые коэффициентом

$$\sigma''_{\text{год. г}} = \frac{\overline{N}_{\text{р}}}{N_{\text{р. XII}}}.$$

Здесь также резко отличаются режимы гидростанций систем I и II типов от режима ГЭС III типа.

Приведенная выше характеристика ГЭС для систем разных типов подтверждается также данными фигуры $Г$ (рис. 36), выражающими средние за год удельные значения гидростанции в покрытии месячных максимумов нагрузки систем.

Таким образом, из сравнительной характеристики гарантированного режима гидростанций, используемых в системах

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

трех разных типов, можно сделать следующие весьма важные выводы.

Естественно, что режимы гидростанций, выраженные системой графиков рис. 23—25, носят схематический характер. Построение аналогичных графиков для частных случаев может привести, в результате дополнительного учета индивидуальных особенностей, к некоторым изменениям характера распределения величин $N_{р.\,т}$ и $Э_{гар}$ во времени. В частности, изменение характера кривых рис. 23—25 может быть вызвано использованием в периоды паводков сезонной мощности гидростанций (когда $N_у > N_{р.\,хп}$), при этом такое использование должно привести к сокращению ремонтного резерва системы или, соответственно, — к снижению гарантированных мощностей ГЭС в остальные месяцы года (см. выше раздел V).

Изменение характера кривых рис. 23—25 может быть также вызвано условиями неэнергетического использования стока. Если в этом случае требуются дополнительные сверхэнергетические расходы воды, повышающие выработку энергии ГЭС $\Delta Э_{гар}$, то тем самым будет меняться не только характер распределения кривых (рис. 23—25), но также и среднегодовая величина гарантированной выработки гидростанций $Э_{гар}$.

Несмотря на то, что в отдельных частных случаях могут быть отклонения от гарантированных режимов ГЭС (см. рис. 23—34), последние сохраняют свою типичность для гидростанций СССР. Система характеристик, выраженных на этих рисунках, представляет также большой интерес, как конкретный материал, выявляющий ряд особенностей исследуемых явлений и позволяющий сделать некоторые важные обобщения и выводы.

Приведенные выше количественные характеристики дают нам конкретные представления о возможном диапазоне изменений зарегулированности мощностей и о кривых распределения гарантированных мощностей гидростанций (во времени), отвечающих требованиям бездефицитного сведения энергетического баланса системы. Зарегулированность ГЭС, характеризуемая отношением средней мощности $\overline{N}_{об}$ (за период регулирования) к максимальной рабочей мощности ГЭС $N_{р.\,хп}$, используемой без дублирования, и распределение этих величин во времени зависят от типа неравномерности нагрузки и структуры системы ($x_г$). Для каждой новой проектируемой гидростанции это положение применимо с учетом возможностей максимального использования установленных мощностей на действующих и строящихся ГЭС, в пределах их обеспеченных средних мощностей по водотоку.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

В условиях использования гидростанций в системах I и II типов коэффициент зарегулированности недублируемых мощностей ГЭС α_N должен быть весьма высоким, составляя, например, при $x_г = 0{,}5$ от 56 до 75%. В этих условиях годовые графики отдачи гарантированных мощностей, удовлетворяющих систему, характеризуются достаточно большими коэффициентами плотности, предопределяющими принцип регулирования стока (принцип сработки водохранилищ) и выбор параметров турбин регулирующих ГЭС. Последние должны быть ориентированы на постоянную или весьма выравненную отдачу гарантированной энергии ГЭС в течение всего периода внутригодового регулирования стока маловодных лет.

Если режим энергетического использования водохранилищ не совпадает с интересами других отраслей водохозяйственного комплекса, то при неизменном удельном значении ГЭС ($x_г$) это противоречие обусловливает необходимость в еще более повышенной зарегулированности стока и мощностей ГЭС (α_N). Ограниченность регулирования в этих условиях означает, что часть мощности ГЭС является неполноценной, сезонной мощностью.

Общая тенденция к дальнейшему повышению зарегулированности мощности гидростанций, обусловленная дальнейшим ростом удельного веса последних $x_г$ и развитием водохозяйственных комплексов, особенно скажется на станциях, обладающих возможностями сезонного и годового регулирования.

С точки зрения коэффициента зарегулированности, т. е. отношения средней и максимальной мощности ГЭС, наибольший эффект во всех случаях дает суточное регулирование гидростанций. Однако с повышением удельного значения ГЭС в системе увеличивается коэффициент α_N и растут потребности в расширении диапазона регулирования стока. Регулирующие способности станции определяют возможности ее приспособления к разным видам неравномерностей нагрузки, начиная от суточной и кончая годовой, тем самым влияя на соотношения между гарантированными мощностями ГЭС $\overline{N}_{гар}$ и $N_{р.\,хп}$. При заданной установленной мощности и прочих одинаковых условиях от гидростанций годового и суточного регулирования требуется меньшая зарегулированность мощностей (α_N), чем, например, от станций суточного регулирования. Сезонное и годовое регулирование стока существенно влияет на уменьшение коэффициентов α_N в условиях использования гидростанций в системах III типа. В системах I и II типов влияние указанных видов регулирования на уменьшение коэффициента α_N весьма ограничено, тем более при большом удельном весе гидростанций в системах.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Весьма выравненные годовые графики рабочих мощностей ГЭС, используемых в системах с плотными графиками нагрузки, обусловливают снижение расчетного напора водохранилищных установок, на которые рассчитывается пропускная способность (расчетный расход) гидростанций.

В энергетических системах I типа годовые графики потребных рабочих мощностей ГЭС плюс мощности гидростанций, находящихся в ремонте, представляют собою прямые линии. Чтобы водохранилищные гидростанции физически располагали в течение всего периода регулирования мощностью, равной или большей недублируемой мощности, их пропускная способность должна рассчитываться на среднемесячный минимальный напор в конце сработки водохранилища или для низконапорных ГЭС — в период паводка многоводных лет.

В системах среднего II типа пропускная способность водохранилищных станций должна рассчитываться, примерно, на средний напор последнего этапа сработки водохранилищ (с февраля до начала паводка) или для низконапорных ГЭС — на наименьший среднемесячный напор в период паводка многоводных лет. В отличие от этих условий пропускная способность водохранилищных станций, используемых в системах III типа, определяется относительно более высокими напорами в декабре—начале января расчетных маловодных лет.

Создание каскадов станций с командными водохранилищами вносит существенное изменение. Регулирование стока ряда станций при помощи вышерасположенных командных водохранилищ и создание каскадов ГЭС приведут к сокращению числа установок, работающих с большими колебаниями напоров в периоды регулирования.

Глава IX

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВНУТРИСТАНЦИОННОГО «ДУБЛИРОВАНИЯ», ОБУСЛОВЛЕННОГО СНИЖЕНИЕМ НАПОРА, ЭКОНОМИЧНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЕЗОННОЙ МОЩНОСТИ ГЭС

Неполноценное использование потенциальных ресурсов гидроэлектрических станций может быть вызвано недостатком воды или снижением напора. Регулирующие гидростанции повышают с помощью водохранилищ коэффициент использования водотоков и потенциальных сил, заложенных в их сооружениях и оборудовании. С другой стороны, сработка водохранилищ, снижающая напор установок, имеет и противоположную тенденцию, направленную к снижению использования потенциальных ресурсов станций в ходе сработки. Эта тенденция имеет отрицательное значение в том случае, когда

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

создается разрыв во времени между физически располагаемыми по напору мощностями ГЭС и требуемыми системой гарантированными мощностями.

Для иллюстрации этого положения в табл. 6 приведен числовой пример, из которого следует, что между мощностями имеется разрыв в течение трех месяцев, достигающий наибольшей величины — 48 тыс. квт. При этом в период годового максимума системы (декабрь) он равен нулю.

Таблица 6

Месяцы	V (паводок)	XII	I	II	III	IV
1. Необходимые мощности $N''_{\text{г}}$ (тыс. квт), обеспеченные (по воде) среднесуточной мощностью ГЭС	270	300	298	295	290	288
2. Физически располагаемая мощность ГЭС по напору и при пропускной способности десяти установленных турбин $N_{\text{рп}}$ (тыс. квт) . .	270	300	298	280	260	240
3. Разница между $N''_{\text{г}}$ и $N_{\text{рп}}$ (см. п. 1 и 2)		0	0	15	30	48
4. Физически располагаемая мощность ГЭС $N_{\text{рп}}$ по напору при 12 турбинах (тыс. квт)						
а) при неизменной мощности генераторов ГЭС (см. п. 2)	300	300	300	300	300	288
б) при изменении мощности генераторов пропорционально числу турбин	324	360	358	336	312	288
5. Величина заменяемой гидростанцией мощности в системе $N_{\text{з}}$ (тыс. квт) * . .						
а) при 10 турбинах (см. п. 2)			252			
б) при 12 турбинах и неизменной мощности генераторов (см. п. 4а) . . .			300			
в) при 12 турбинах и пропорциональном росте мощности генераторов (см. п. 4б)			300			

* Величина $N_{\text{з}}$ равна:

а) при условии, когда $N_{\text{рп}} < N''_{\text{г}}$: $N_{\text{з}} = N''_{\text{XII}} - \left(N''_{\text{г}} - N_{\text{рп}}\right)$;

б) при условии, когда $N_{\text{рп}} \geqslant N''_{\text{г}}$: $N_{\text{з}} = N''_{\text{XII}}$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Разрыв между необходимыми $N''_{\text{т}}$ и располагаемыми мощностями ГЭС $N_{\text{рп}}$ в отдельные периоды года означает, что часть установленной на ГЭС мощности должна дублироваться.

В этих условиях (т. е. когда $N''_{\text{т}} > N_{\text{рп}}$) величина заменяемой гидростанцией мощности в системе $N_{\text{з}}$ будет равна:

$$N_{\text{з}} = N_{\text{р. хп}} - (N''_{\text{т}} - N_{\text{рп}}). \qquad (57)$$

В приведенном примере из 300 тыс. квт (в 10 установленных турбинах) 48 тыс. квт должны дублироваться, и гидростанция сможет заменить в системе мощность, равную $N_{\text{з}} = 300 - (288-240) = 252$ тыс. квт.

Дублирование мощности ГЭС, обусловленное снижением напора, может быть осуществлено при помощи других станций (тепловых или гидравлических регуляторов) или внутренними ресурсами самой станции, предусмотренными при ее проектировании. До определенных пределов снижение располагаемой мощности по напору может быть компенсировано увеличением пропускной способности (расхода воды) гидростанции. В приведенном примере имеющийся разрыв между необходимыми $N''_{\text{т}}$ и располагаемыми по напору мощностями $N_{\text{рп}}$, равный 48 тыс. квт, может быть ликвидирован дополнительной установкой двух агрегатов. Дополнительные агрегаты (дополнительная пропускная способность), устанавливаемые на гидростанциях переменного напора и обеспечивающие соответствие между мощностями $N''_{\text{т}}$ и $N_{\text{рп}}$, являются факторами повышения величины заменяемой мощности в системе $N_{\text{з}}$. В этих условиях последняя будет равна:

$$N_{\text{з}} = N''_{\text{хп}}. \qquad (58)$$

В рассматриваемом частном случае повышение числа турбин с 10 до 12 приводит к тому, что величина заменяемой мощности при условии (58) может быть равна: $N_{\text{з}} = 300$ тыс. квт, что и повышает величину последней на $\Delta N_{\text{з}} = 300-252 = 48$ тыс. квт.

Повышение величины, полноценно используемой в системе мощности ($N_{\text{з}}$), без «внешнего» дублирования мощности ГЭС, путем увеличения пропускной способности (числа турбин) станции, может быть осуществлено как при неизменной генераторной мощности, так и при ее изменении. В первом случае величина установленной мощности, лимитированная генераторами, остается неизменной, а во втором — установленная мощность ГЭС повышается. В нашем примере (см. табл. 6) она может быть равна

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

соответственно 300 или 360 тыс. квт. Однако по существу в обоих случаях имеет место внутреннее «дублирование» отдельных параметров, определяющих мощность гидростанций. Разница между ними лишь в том, что в первом случае «дублирование» осуществляется только путем увеличения габаритов здания станции и повышения числа турбин, при соответствующем сокращении единичной мощности каждого генератора, а во втором — при увеличении здания станции, числа турбин и генераторов (в последнем случае имеется в виду расширение всей электрической части ГЭС, включая и линию передач).

Целесообразность осуществления второго варианта в основном определяется величиной дополнительной выработки энергии ГЭС.

В этом случае установка дополнительных агрегатов на зарегулированных станциях переменного напора является фактором повышения заменяемой мощности в системе $\Delta N_з$ и дополнительной среднемноголетней выработки (сезонной) энергии $\Delta \bar{Э}$. Основными показателями, характеризующими энергетическую эффективность дополнительной мощности ГЭС, имеющей двойное назначение, являются:

а) коэффициент дополнительно заменяемой мощности

$$\alpha_з = \frac{\Delta N_з}{\Delta N_у};$$

б) дополнительная среднемноголетняя выработка энергии (дополнительное число часов использования в году) на 1 квт дополнительно установленной мощности:

$$h = \frac{\Delta \bar{Э}}{\Delta N_у}.$$

В нашем примере (см. табл. 6) коэффициент

$$\alpha_з = \frac{300-252}{360-300} = 0{,}8.$$

Повышение располагаемой (и заменяемой) мощности русловых гидростанций посредством увеличения их пропускной способности сопровождается ростом затрат на элементы гидроузла (здание и оборудование), стоимость которых обычно составляет 25—35% всех затрат на сооружение станции. Следовательно, стоимость 1 квт дополнительно установленной мощности в несколько раз дешевле стоимости 1 квт основной мощности станции. По этой

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

же причине стоимость 1 квт дополнительной мощности, обусловленной увеличением пропускной способности ГЭС, также значительно ниже стоимости 1 квт мощности регулирующих гидростанций, предназначаемых для дублирования мощностей других ГЭС.

Оптимальное решение этой задачи выявляется при сопоставлении энерго-экономических данных сравниваемых вариантов.

Вариант повышения величины заменяемой мощности, путем внутристанционного «дублирования», характеризуется относительно небольшими удельными капитальными затратами и коэффициентом полноценного использования дополнительной мощности на ГЭС $\alpha_з < 1$.

Сопоставляемый вариант дублирования, осуществляемого регулирующей гидростанцией, характеризуется, с одной стороны, полноценной мощностью, выражаемой коэффициентом $\alpha_з = 1$, а с другой, — значительно более высокими удельными капитальными затратами на единицу мощности. Если сопоставляемым вариантом является тепловая станция, то при свойственном ей коэффициенте $\alpha_з = 1$ она характеризуется значительно бо́льшими удельными эксплуатационными расходами по сравнению с первым вариантом, при менее значительной разнице в удельных капитальных затратах на 1 квт установленной мощности.

Руководствуясь при выборе оптимального решения критерием минимума суммарных затрат по энергетической системе, мы должны найти условие, при котором

$$\sum^{T=n} M = f(x) = \text{минимум}. \qquad (59)$$

Правильно здесь имеется в виду минимум единовременных капитальных затрат и текущих издержек производства за период эксплуатации станций в течение T лет, причем последний является расчетным сроком. В практике проектирования гидростанций принимают величину T, равную 15—25 лет.

Как известно, условие минимума (59) достигается при равенстве частных производных удельных суммарных затрат на единицу установленной мощности для двух сравниваемых вариантов, с учетом коэффициента $\alpha_з$, и дополнительного количества энергии на 1 квт дополнительно установленной мощности h. Выражением этого является следующее уравнение:

$$k_д (1 + T p_д) = k_з (1 + T p_з) \alpha_з + h (T u + k_{пр}), \qquad (60)$$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

где $k_д$ и $k_э$ — удельные капитальные вложения на 1 квт дополнительно устанавливаемой мощности на водохранилищной ГЭС переменного напора и на заменяемой станции, при этом заменяемой в одних случаях может быть тепловая станция, а в других — регулирующая гидростанция;

$p_д$ и $p_э$ — соответственно для рассматриваемых вариантов дополнительные годовые издержки производства, не зависящие от выработки энергии и выражаемые в долях единицы;

u — стоимость топлива, расходуемого на 1 квт-час энергии;

$k_{пр}$ — удельные капитальные затраты на 1 квт-час энергии по добыче и перевозке топлива;

T — расчетный срок эксплуатации станций;

h — дополнительно выработанная (и использованная) энергия на 1 квт дополнительной мощности (в условиях сравнения двух вариантов гидростанций величина h является разностью между дополнительной энергией сравниваемых вариантов: $h = h_д - h_э$);

$\alpha_э$ — коэффициент дополнительно заменяемой мощности $\alpha_э = \frac{\Delta N_э}{\Delta N_у}$.

Соответственно уравнению (60) можно написать, что минимум суммарных затрат за T лет достигается при предельно-экономических соотношениях между удельными капитальными затратами $k_д$ и $k_э$, равных

$$\frac{k_д}{k_э} = \xi\alpha_э + \lambda\omega h, \qquad (61)$$

где $\xi = \frac{1 + Tp_э}{1 + Tp_д}$ характеризует соотношения расходов, не зависящих от выработки энергии по обоим вариантам. Применительно к средним значениям, характеризуемым $p_д = 0{,}05$ и $p_э$, равным от 0,04 (для регулирующих ГЭС) до 0,1 (для ТЭС) и $T = 20$, величина ξ равна соответственно: $\xi = \frac{1 + 20 \cdot 0{,}04}{1 + 20 \cdot 0{,}05} = 0{,}9$ (когда оба варианта являются гидростанциями) и $\xi = \frac{1 + 20 \cdot 0{,}1}{1 + 20 \cdot 0{,}05} = 1{,}5$ (когда ГЭС сравнивается с ТЭС);

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

$\lambda = \frac{1}{1 + T p_д}$ характеризует соотношение между дополнительными единовременными капитальными и дополнительными суммарными затратами на ГЭС за T лет (соответственно приведенным выше средним значениям $p_д$ и T, величина $\lambda = \frac{1}{1 + T p_д} = 0{,}5$);

$\omega = \frac{Tu + k_{пр}}{k_з}$ характеризует соотношение между суммарными затратами за T лет, связанными только с выработкой 1 квт-часа энергии на ТЭС ($Tu + k_{пр}$) и удельными единовременными капитальными затратами на 1 установленный квт на заменяемой тепловой станции ($k_з$).

Так как топливная составляющая (u) и величина $k_з$ колеблются в достаточно широких пределах, то и показатель ω не является постоянным. Принимая, что величина u изменяется от 0,05 до 0,10 руб., величина $k_з$ — от 1200 до 5500 рублей на 1 квт и что единовременные затраты на 1 квт-час $k_{пр} = 0{,}15$ руб., показатель ω может колебаться в пределах:

от

$$\omega = \frac{20 \cdot 0{,}05 + 0{,}15}{1200} \approx \frac{20 \cdot 0{,}1 + 0{,}15}{2200} \approx 0{,}001$$

до

$$\omega = \frac{20 \cdot 0{,}05 + 0{,}15}{3000} \approx \frac{20 \cdot 0{,}1 + 0{,}15}{5500} \approx 0{,}0004.$$

Конкретная характеристика предельных отношений $k_д / k_з$ (61), отвечающих условию минимума суммарных затрат по энергосистеме (59), представлена графиками $k_д / k_з$ (рис. 37), построенными в зависимости от изменения величин $\alpha_з$ и h, при числовых значениях показателей ξ, λ, ω.

Соотношения, выраженные графиками (рис. 37), дают нам представление о сравнительной экономичности, дополнительной мощности ГЭС $\Delta N_у$ и максимально допустимых на создание ее капиталовложений, зависящих от энергетических свойств $\Delta N_у$, выражаемых показателями $\alpha_з$ и h, и от экономической характеристики заменяемых станций.

Графики фигуры A (рис. 37) относятся к случаю, когда заменяемой является регулирующая гидростанция. В этих условиях предельное отношение $k_д / k_з$ зависит в основном от коэффициента заменяемой мощности $\alpha_з$ и от разницы дополнительной выработки энергии $h = h_д - h_з$. При сопоставлении

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

дополнительной выработки энергии $h_д$ зарегулированных станций годового и многолетнего регулирования с выработкой другой регулирующей ГЭС на единицу мощности $h_з$ часто оказывается, что первая величина бывает меньше второй, т. е.

$$h_д - h_з = -h.$$

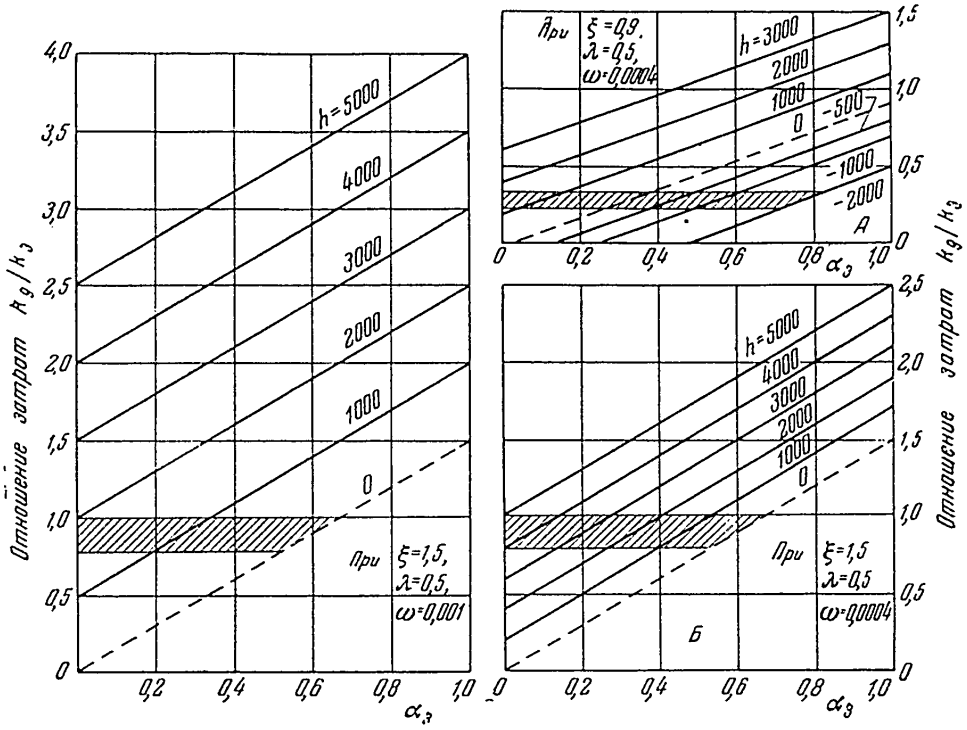

Рис. 37. Предельное отношение единовременных затрат по уравнению

$$\frac{k_д}{k_з} = \xi\alpha_з + \lambda\omega h.$$

Сочетание значений показателя $-h$ с малыми величинами коэффициента дополнительно заменяемой мощности является неблагоприятным экономическим условием для развития установленной мощности зарегулированных ГЭС. В этих условиях более эффективным является освоение новых регулирующих гидростанций.

Из опытных данных известно, что дополнительные капитальные затраты на силовую часть гидроузла на 1 квт мощности составляют обычно 25—35% от всех единовременных затрат по гидроэнергоузлу. Такие соотношения между $k_д$ и $k_з$ (см. заштрихованную площадку) имеют место при коэффициенте $\alpha_з = 0{,}5$ и показателе $-h$, равном от (—500) до (—1000) квт-час / квт.,

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

или при $\alpha_з = 0{,}7$ и $-h$, равном от (-1500) до (-2000) квт-час / квт. Следовательно, если дополнительно развиваемая мощность на зарегулированных станциях будет характеризоваться более низкими показателями $\alpha_з$ и $-h$, чем те, которые указаны выше, то она окажется неэкономичной. И, наоборот, во всех тех случаях, где величины $\alpha_з$ и $-h$ выше указанных значений, целесообразнее развивать установленную мощность зарегулированных станций вместо использования регулирующих ГЭС в качестве дублирующих. Так, например, при равенстве дополнительной выработки энергии, когда $h_д = h_з$, а следовательно, когда $h = h_д - h_з = 0$, экономически целесообразнее будет развивать дополнительные мощности на зарегулированных ГЭС (т. е. внутристанционное «дублирование») во всех тех случаях, когда $\alpha_з > 0{,}38$.

Экономическая характеристика, выраженная графиками $k_д / k_з$ фигур $Б$ и $В$ (рис. 37), относится к условиям, когда вариант внутреннего «дублирования» зарегулированных ГЭС сравнивается с вариантом дублирования ГЭС тепловыми станциями.

Рис. 37 дан применительно к двум разным коэффициентам ω и при одинаковых значениях величин ξ и λ.

Большой диапазон колебания коэффициента ω приводит к существенным изменениям предельных отношений капиталовложений $k_д / k_з$, при неизменности всех прочих параметров уравнения (61). Так, например, если при коэффициенте $\omega = 0{,}0004$, отношение $k_д / k_з$ меняется от 0 до 2,5, то при коэффициенте $\omega = 0{,}001$ и при неизменности прочих величин уравнения отношение $k_д / k_з$ меняется от 0 до 4.

Из опыта проектирования известно, что дополнительные удельные капиталовложения в развиваемую мощность гидростанций (при заданных подпорных сооружениях), как правило, не превышают соответствующих капиталовложений в тепловые станции. Очень часто величина $k_д = (0{,}8 \div 1{,}0)\, k_з$, т. е. отношение $k_д / k_з = 0{,}8 \div 1{,}0$. Заштрихованные площадки фигур $Б$ и $В$ (рис. 37), соответствующие указанным отношениям $k_д / k_з$, делят графики $k_д / k_з$ на две части. Нижние части графиков находятся вне пределов экономической эффективности, определяемой условием (61). Верхние части графиков, как и заштрихованная зона, являются областями экономически эффективного использования дополнительной мощности и выработки гидростанций, при этом дополнительная мощность может быть экономически оправдана даже при нулевой выработке энергии ($h = 0$), но при условии, когда коэффициент $\alpha_з > 0{,}65$. Естественно, что чем больше будет величина h, тем меньше может быть коэффициент заменяемой мощности.

Для часто встречающихся соотношений между дополнительными удельными капитальными затратами ГЭС и ТЭС

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

($k_д / k_э = 0{,}8 \div 1{,}0$) величина коэффициента $\alpha_э$ может снизиться до нуля, а дополнительная мощность ГЭС может быть все же оправдана, если дополнительная энергия ГЭС (h) будет больше 2000 квт-час / квт при условии, когда $\omega = 0{,}001$, или больше 5000 квт-час / квт, когда $\omega = 0{,}0004$.

Экономическая компенсация уменьшения коэффициента $\alpha_э$ до нуля, за счет дополнительной выработки энергии, не означает, однако, что необходимость в дублировании мощностей гидростанций отпадает. Если имеется необходимость в дублировании мощностей ГЭС, а коэффициент $\alpha_э$ дополнительно развиваемой мощности ГЭС равен нулю, то тем самым последняя имеет характер чисто сезонной мощности, и эффективность ее использования определяется, таким образом, величиной и экономичностью дополнительной выработки энергии, т. е. показателями h, λ и ω.

Значения величин $k_д / k_э$, фигур B и B (фиг. 37) при $\alpha_э = 0$ показывают, при каких условиях экономически оправдывается дублируемая мощность ГЭС, имеющая сезонный характер и используемая преимущественно для экономии топлива на ТЭС. Диапазон изменения величины дополнительной выработки ГЭС h, при которой экономически оправдывается использование сезонной мощности, очень велик. Так, например, при удельных капиталовложениях $k_д = 0{,}8\, k_э$ количество дополнительно вырабатываемой и используемой энергии h должно быть равно 1500÷4000 часов. Чем больше число h, при неизменности прочих величин, тем эффективней будет использоваться сезонная мощность станции.

Эффективность использования сезонной мощности ($\alpha_э = 0$) экономически сопоставима с эффективностью использования полноценной (заменяющей) мощности ГЭС, когда, следовательно, коэффициент $\alpha_э > 0$. Имеются в виду случаи, когда

$$\xi\alpha_э + \lambda\omega h_2 \leqslant \lambda\omega h_1, \tag{62}$$

где h_1 и h_2 относятся соответственно к указанным вариантам возможного использования дополнительной мощности ГЭС.

Если дополнительная выработка энергии ГЭС во втором варианте (где $\alpha_э > 0$) равна нулю ($h_2 = 0$), выражение (62) будет иметь вид:

$$\xi\alpha_э \leqslant \lambda\omega h, \tag{63}$$

где $h = h_1$.

На рис. 38 приведены линии связи $\alpha_э$ и h, соответствующие условиям равенства экономической эффективности использования дополнительной мощности ГЭС ($\xi\alpha_э = \lambda\omega h$) в двух случаях:

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

в одном — только по энергии, когда $\alpha_з = 0$, и в другом — только по мощности, когда $\alpha_з > 0$ и $h = 0$. Из рис. 38 следует, что даже при полноценном использовании каждого киловатта дополнительно установленной мощности ($\alpha_з = 1$), но когда $h = 0$, экономическая эффективность последней будет соизмерима с экономической эффективностью использования 1 квт сезонной мощности станции (когда $\alpha_з = 0$), если количество вырабатываемой ею энергии h будет равно от 3000 (при $\omega = 0{,}001$) до 7500 квт-час / квт (при $\omega = 0{,}0004$). Чем меньше степень полноценности установленной мощности ГЭС, характеризуемая коэффициентом $\alpha_з < 1$, тем пропорционально меньшей будет величина h для сезонной мощности, при которой достигается равный экономический эффект.

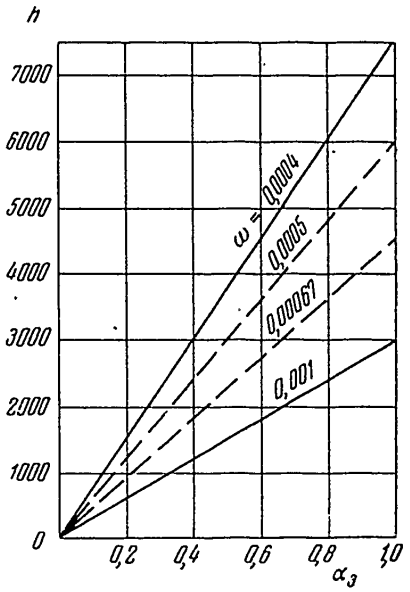

Рис. 38. Линии связи $\alpha_з$ и h, соответствующие условиям равенства экономической эффективности дополнительной энергии (h) и заменяемой мощности ГЭС ($\alpha_з$):

$\xi\alpha_з = \lambda\omega h$ (где $\xi = 1{,}5$ и $\lambda = 0{,}5$).

Приведенные в настоящей главе показатели экономичности повышения пропускной способности и мощности водохранилищных станций и характеристика экономичности использования сезонной, дублируемой мощности ГЭС дают основание для следующих выводов.

Снижение располагаемых мощностей ГЭС по напору, обусловленное сработкой водохранилища или подъемом уровня нижнего бьефа в периоды высоких паводков, может быть компенсировано во многих случаях повышением пропускной способности ГЭС, т. е. путем внутристанционного «дублирования» мощностей турбин. Энергетический эффект этого мероприятия должен быть в первую очередь выражен ростом заменяемой мощности в системе $N_з$ на величину $\Delta N_з$ и ростом отношения $\frac{N_з + \Delta N_з}{N_у}$. Если повышение пропускной способности турбин ГЭС может привести к росту среднемноголетней выработки энергии, то оно может сочетаться с ростом установленной (генераторной) мощности ГЭС ($\Delta N_у$). Такое мероприятие, позволяя повысить величину заменяемой мощности ($N_з + \Delta N_з$), характеризуется относительным

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

уменьшением значения $\frac{N_з + \Delta N_з}{N_у + \Delta N_у}$, компенсируемого дополнительной выработкой энергии ГЭС ($\Delta\overline{Э}$). Энергетический эффект этого мероприятия выражается коэффициентом $\alpha_з = \frac{\Delta N_з}{\Delta N_у}$ и показателем $h = \frac{\Delta\overline{Э}}{\Delta N_у}$.

Сравнительно небольшие дополнительные удельные затраты, вызываемые этим мероприятием, обусловливают его экономическую эффективность, даже при малых коэффициентах $\alpha_з$ и величинах h. В смешанных системах, где заменяемыми являются мощности тепловых станций, это мероприятие может оказаться экономически неэффективным при небольших коэффициентах $\alpha_з < 0{,}5$ и при условии, что величина $h \approx 0$. В системах, где заменяемыми по мощности являются другие регулирующие гидростанции, рассматриваемое мероприятие может оказаться неэффективным в тех же условиях, но при коэффициенте $\alpha_з < 0{,}3$. И только в тех случаях, когда величина h имеет отрицательное значение, зона неэффективности мероприятия расширяется. Так, например, при $h = -2000$ внутристанционное «дублирование» имеет преимущество по сравнению с заменяемыми ГЭС только при больших значениях коэффициента $\alpha_з > 0{,}7 \div 0{,}8$.

Следовательно, внутристанционное «дублирование» мощностей водохранилищных станций, как средство повышения заменяемой мощности в системе, очевидно, может быть наиболее распространенным мероприятием для повышения энерго-экономической эффективности рассматриваемой категории ГЭС.

В условиях эксплуатации, когда все параметры станции, в том числе и пропускная способность турбин, являются уже заданными, оптимальное энергетическое использование водохранилищ и ГЭС также определяется приведенной выше экономической характеристикой энергии и заменяемой мощности ГЭС в системе. Значение заменяемой мощности в характеристике экономической эффективности использования зарегулированных (и регулируемых) станций очень велико. Поэтому необходимо в нормальных условиях эксплуатации ГЭС стремиться к получению максимально больших заменяемых мощностей.

Регулирование стока с целью повышения качества энергии и мощностей гидростанций не исключает, однако, использования в некоторых случаях чисто сезонной мощности ($N_{сез} = N_у - N_з$), обеспеченной водой и напором в периоды паводков и в годы повышенной водности. Дополнительная выработка ГЭС за счет сезонной мощности зависит от характера гидрографа и степени регулирования стока. Чем больше степень регулирования стока, следовательно, чем больше паводковых вод захваты-

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

вается водохранилищами, тем относительно меньшей будет величина сезонной выработки энергии на каждый киловатт дополнительно установленной мощности.

Использование сезонной мощности ГЭС становится экономически эффективным при определенном количестве дополнительно вырабатываемой энергии (h) для целей экономии топлива в системе. При современных дополнительных удельных затратах на 1 квт мощности ГЭС сезонная мощность обычно экономически оправдывается при величине h, равной 1500÷4000 квт-час на 1 квт. При относительно небольших единовременных удельных затратах на 1 квт дополнительной мощности ГЭС, равных, например, 0,5 от соответствующих затрат на 1 квт дополнительной мощности тепловой станции, величина h может быть снижена до 1000÷2500 квт-час на 1 квт в зависимости от ω. Приведенные данные свидетельствуют о том, что не на многих из проектируемых зарегулированных гидростанциях может быть экономически оправдана сезонная мощность, характеризуемая коэффициентом $\alpha_з = 0$.

Станции многолетнего и полногодового регулирования обычно не дают сезонной выработки в таком масштабе на 1 квт дополнительной мощности (h). Следовательно, как правило, установка на таких станциях сезонной (сверх полноценной) мощности является экономически неэффективной. И наоборот, многие гидростанции, обладающие относительно небольшими регулирующими водохранилищами, располагают обычно возможностями для сезонной выработки энергии на 1 квт (h) в указанных выше масштабах. Таким образом, на многих станциях данного типа установка дополнительной, сезонной мощности оказывается экономически эффективной, в особенности в тех системах, где стоимость топлива (и связанная с ней величина ω) является достаточно высокой.

Следует иметь в виду, что в системах с плотными графиками нагрузки сезонная мощность ГЭС $N_{сез}$, которая в отдельные периоды года (включая и маловодные годы) обеспечена водой, может быть частично или полностью использована вместо ремонтного резерва $N_{рез}$. В этих условиях сезонная мощность ГЭС $N_{ссз}$ приобретает характер дополнительно заменяемой мощности в системе $\Delta N_з$.

При полной замене ремонтного резерва $N_{рез}$ за счет величины $N_{сез}$, коэффициент дополнительно заменяемой мощности последней в системе равен

$$\Delta\alpha_з = \frac{N_{рез}}{N_{сез}} . \qquad (64)$$

При частичной замене ремонтного резерва системы за счет величины $N_{сез}$ коэффициент дополнительно заменяемой мощно-

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

сти последней равен

$$\Delta\alpha_з = \frac{h'}{8760 - t}, \tag{65}$$

где h' — число часов использования сезонной мощности ГЭС $N_{сез}$ в маловодные годы расчетной обеспеченности;

t — продолжительность ежегодного простоя (в часах) ремонтного резерва системы в ревизии и в ремонте.

В указанных условиях сезонная мощность гидростанций не только повышает выработку гидроэнергии, но, будучи использована вместо ремонтного резерва, повышает также заменяемую мощность ГЭС на величину $\Delta N_з = \Delta\alpha_з N_{сез}$, где $\Delta\alpha_з$ определяется по (64) или (65). Тем самым меняется качество сезонной мощности гидростанций и ее экономическая характеристика. В частности, ввиду того, что $\Delta\alpha_з > 0$, минимальное число часов использования ($h_{эк}$), при котором экономически оправдывается сезонная мощность ГЭС, может быть соответственно понижено.

Если сезонная мощность ГЭС, используемая только для экономии топлива в системе (при $\Delta\alpha_з = 0$), экономически оправдывается при количестве часов использования, равном

$$h_{эк} = \frac{k_д(1 + Tp_д)}{Tu + k_{пр}} = \frac{k_д}{k_з}\frac{1}{\lambda\omega}, \tag{66}$$

то при дополнительной замене мощности, характеризуемой коэффициентом $\Delta\alpha_з > 0$, вместо (66) будем иметь:

$$h_{эк} = \frac{C - \xi\Delta\alpha_з}{\lambda\omega}, \tag{67}$$

где $C = \frac{k_д}{k_з}$, а остальные условные обозначения (66) и (67) сохраняются прежние.

На рис. 39 приведены количественные показатели минимальных величин $h_{эк}$ при значениях $\xi = 1{,}5$, $\lambda = 0{,}5$ и двух значениях $\omega = 0{,}0004$ (см. кривые ——) и 0,001 (см. кривые — — —). При заданных условиях экономически оправдываемое количество часов использования сезонной мощности ГЭС $h_{эк}$ колеблется в очень больших пределах. При этом существенное значение имеет коэффициент заменяемой мощности $\Delta\alpha_з$. Хотя последний для сезонной мощности ГЭС, используемой вместо ремонтного резерва системы, не может быть большим, все же повышение величины $\Delta\alpha_з$ на 0,1 позволяет снизить число часов использования $h_{эк}$ на 300—750, в зависимости от ω.

* * *

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Основные положения и выводы, изложенные в работе, явились результатом теоретических исследований, проведенных автором в течение последних лет, и обобщенного им опыта проектирования гидростанций СССР.

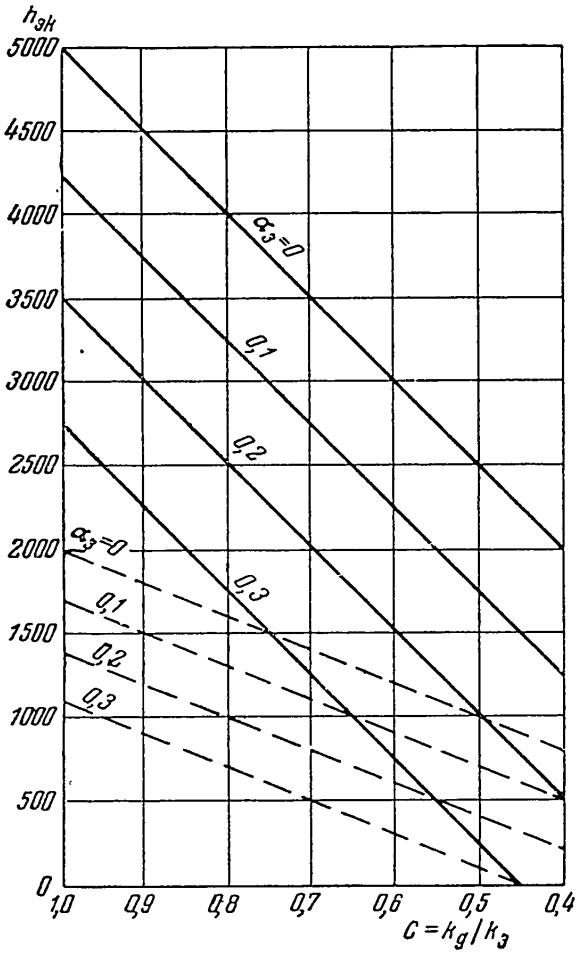

Рис. 39 Экономически оправдываемое число часов использования сезонной мощности гидростанций:

$$h_{эк}=\frac{C-\xi\Delta\alpha_з}{\lambda\omega}.$$

Исследования позволили сформулировать и установить ряд принципиальных положений и закономерностей, имеющих теоретическое и практическое значение. Некоторые из этих обобщений и выводов выходят за пределы узкого круга вопросов, бывших предметом непосредственного исследования.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Для получения количественных характеристик и выявления диапазона изменений исследуемых явлений в специфических условиях развития социалистической энергетики нашей страны в настоящей работе проведен анализ энергетических и экономических требований, предъявляемых народным хозяйством СССР к гидростанциям. Анализ осуществлен применительно к трем типам энергетических систем.

Выявленные количественные характеристики гарантированных величин гидростанций, отражающие прогрессирующий рост их значения в энергетических системах СССР, весьма разнообразны, особенно в связи с резким различием между типами нагрузок энергосистем.

При этом особо выделяются характеристики гидростанций при небольшом удельном значении последних в энергосистемах с наиболее неравномерными режимами нагрузки. Во всех остальных случаях разница между характеристиками ГЭС не столь велика.

Выявленные в процессе исследования особенности использования недублируемой мощности гидростанций в разных типах энергосистем и полученные количественные представления о гарантированных мощностях и о режиме изменения их во времени могут быть также использованы для обоснования характера дальнейшего развития гидроэнергетики СССР.

Составленные характеристики ГЭС позволили разработать систему графоаналитических приемов и расчетов, принятых производственными организациями для проектирования гидроэлектрических станций.

Рекомендуемая система расчетов рассматривается нами как первый концентр методических работ, которые должны быть продолжены проектными организациями с целью рационализации и упрощения массового проектирования и строительства гидростанций, развернувшегося в СССР в грандиозных масштабах.

Литература

1. Т. Л. Золотарев. Гидроэнергетика. Госэнергоиздат, 1950.
2. А. И. Златопольский. Участие гидроэлектростанции в покрытии максимума нагрузки объединения электроэнергетических систем. Изв. ОТН АН СССР, № 6, 1949.
3. Л. А. Кароль. Уравнение интегральной кривой выработки энергии и расхода топлива тепловыми станциями. «Гидротехн. строительство», № 9, 1950.
4. В. А. Куценов и И. М. Замятина. Роль регулирующей гидростанции в обеспечении резерва для теплоэнергетической системы. «Электричество», № 3, 1949.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

5. П. П. Лаупман. «Гидротехн. строительство», № 10—11, 1945. Отклик на статью проф. А. А. Тер-Хачатурова «О сезонной мощности и проектировании гидростанций обеспеченной мощности на горных реках», помещенную в журн. «Гидротехн. строительство», № 3, 1945.
6. М. А. Мостков. К вопросу о сооружении в Грузинской ССР гидроэлектрических станций высокой обеспеченности. «Гидротехн. строительство», № 10, 1945.
7. М. А. Мостков. Основы теории гидроэнергетического проектирования. Госэнергоиздат, 1948.
8. Е. Д. Сафаров. Аналитический способ выражения кривых обеспеченности. Изд. АН Арм. ССР, 1949.
9. М. П. Фельдман. Метод определения гарантированной отдачи мощности гидроэлектростанций. «Гидротехн. строительство», № 4, 1950.
10. М. П. Фельдман. Годовой режим мощностей регулирующих гидростанций, определяемый характером энергетических систем. «Проблемы регулирования речного стока», вып. IV. Изд. АН СССР, 1950.
11. В. В. Болотов. Теоретические основы выбора экономического режима сложной электроэнергетической системы. Изд. АН СССР, 1947.
12. В. Г. Айвазян и В. А. Куценов. Рациональные режимы совместной работы гидроэлектрических и тепловых станций в энергосистеме. «Гидротехн. строительство», № 2, 1951.
13. В. М. Горенштейн. О выборе наивыгоднейшего режима работы гидростанций с тепловыми станциями. «Гидротехническое строительство» № 2, 1951.
14. Б. И. Никитин. Оптимальный энергетический режим совместной работы гидростанций и теплостанций в условиях избыточной приточности. «Гидротехническое строительство» № 2, 1951.
15. М. П. Фельдман. Использование водохранилищ в годы повышенной водности. Рукопись. Секция по научной разработке проблем водного хозяйства АН СССР, 1948.
16. С. В. Клопов. Оценка качества энергии речного стока и энергетическая эффективность гидроэлектрических районных регуляторов. Изв. ОТН АН СССР, № 4, 1951.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Л. Т. ФЕДОРОВ

ИССЛЕДОВАНИЯ И РАСЧЕТ МАКСИМАЛЬНЫХ РАСХОДОВ СНЕГОВЫХ ПОЛОВОДИЙ РЕК ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ СССР

ВВЕДЕНИЕ

Задача построения формулы расчета максимальных расходов воды снеговых половодий рек уже несколько десятилетий привлекает внимание многих ученых и инженеров-практиков. Первая попытка в этом направлении была предпринята 50 лет назад русским инженером Ф. Г. Зброжеком [1], предложившим ряд формул для вычисления максимальных расходов. Формула Ф. Г. Зброжека для $Q_{макс}$ половодья после некоторых преобразований может быть представлена в следующем виде:

$$Q_{макс} = \delta Q_{пол}, \qquad (1)$$

в которой максимальный расход $Q_{макс}$ определялся как наибольшая ордината графика половодного стока, зависящая от величины среднего расхода за половодье $Q_{пол}$ и коэффициента формы гидрографа δ.

По определению М. А. Великанова [2], формулу Зброжека следует рассматривать как интересную, но неудачную попытку дать генетически обоснованную формулу в тот период, когда представления о генезисе половодья находились на низком уровне.

Предложение Зброжека определять $Q_{макс}$ по соотношению $Q_{макс} : Q_{пол} = \delta$, к сожалению, не нашло должного развития.

Построения новейших формул Д. И. Кочериным, Д. Л. Соколовским и др. [3, 4] основывались главным образом на

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

обработке имеющихся в их распоряжении выборок максимальных расходов, без учета формы половодного гидрографа.

В предлагаемом методе расчета максимальных расходов воды снеговых половодий на реках Европейской части СССР в качестве основной характеристики максимального стока нами принимается значение коэффициента формы половодного гидрографа, т. е. $\delta = Q_{\text{макс}} : Q_{\text{пол}}$.

Привлечение характеристики формы гидрографа половодий к исследованию максимальных расходов позволило при выводе формулы для расчета $Q_{\text{макс}}$ устранить влияние различной весенней водоносности рек и благодаря этому более отчетливо представить влияние на максимальные расходы других, не менее важных генетических факторов половодного стока.

В предлагаемой для безозерных рек формуле нормы максимального стока $\overline{q}_{\text{макс}}$, кроме размера водосборной площади, лесистости и заболоченности, удалось учесть влияние на максимальный сток таких важных генетических факторов, как направление движения весеннего снеготаяния и геоморфология речных водосборов.

Выполненная в настоящей работе интерполяция изменчивости максимального стока половодий дает возможность построить для неизученных рек соответствующие кривые обеспеченностей с определением по ним максимальных расходов заданной повторяемости.

Практическое значение предлагаемой методики состоит в том, что по составленным формулам представляется возможным для неизученных рек Европейской части СССР (с водосборами не менее 100—200 км²) более обоснованно определять величины максимальных расходов половодий, принимаемых к расчету при проектировании гидротехнических сооружений.

Помещенная в главе III примерная оценка влияния на максимальные расходы половодий комплекса мероприятий по Сталинскому плану преобразования природы: внедрения травопольных севооборотов, создания полезащитных лесонасаждений снегозадержания на полях и строительства прудов и водоемов в степных и лесостепных районах ЕЧС, должна рассматриваться только как первое приближение, требующее последующего уточнения.

Считаю долгом выразить глубокую благодарность лауреатам Сталинской премии докторам техн. наук С. Н. Крицкому и М. Ф. Менкелю за их ценные советы при выполнении настоящей работы, профессору, докт. техн. наук М. Ф. Срибному и канд. техн. наук Л. Д. Курдюмову за ценные замечания, сделанные ими при рецензировании рукописи,

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

а также заслуженному деятелю науки и техники, профессору, докт. техн. наук Е. В. Близняку, принявшему на себя труд по редактированию настоящей работы.

Глава I

СХЕМА ГЕНЕЗИСА ПОЛОВОДИЙ И ВЫБОР ОСНОВНЫХ ИНТЕРПОЛЯЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК

Максимальные расходы половодий рек формируются в результате комплекса многих, очень сложных и мало изученных физических процессов. Эти процессы, вследствие различного сочетания метеорологических явлений, сопутствующих снеготаянию и стоку, а также особенностей в ландшафте речных водосборов, создают те разнообразные по форме гидрографы, которые наблюдаются в природе.

В генезисе половодного стока могут быть выделены следующие основные фазы:

1) зимнее снегонакопление и образование запасов воды весною;

2) таяние снега в результате теплообмена с воздухом и почвой, теплых дождей и под воздействием лучистой энергии;

3) стекание талой воды по водосбору и формирование половодного гидрографа в реках.

В каждой из этих фаз половодного стока могут быть найдены очень важные интерполяционные характеристики, включение которых в предлагаемую формулу максимального стока должно считаться обязательным.

§ 1. Зимнее снегонакопление и образование запасов воды весною

а) Запасы воды в снежном покрове

Образование запасов воды в снеге к началу весеннего снеготаяния рассматривается как один из главных факторов формирования половодного стока. В практике гидрологического прогноза данные о снежном покрове и запасах воды в нем имеют широкое применение [5].

Высота снежного покрова и запасы воды в нем являются характеристиками, легко поддающимися географической интерполяции. Наиболее полная работа по географической интерполяции высот снежного покрова и запасов воды в нем была выполнена Государственным Гидрологическим институтом. Карты снегозапасов, составленные преимущественно по материалу

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

фактических наблюдений на снегомерных пунктах метеорологических станций, хорошо иллюстрируют связь мощности снежного покрова с рельефом и климатом. Однако из-за малой точности этих карт практическое применение их к расчету максимальных расходов оказывается затруднительным.

б) Потери на испарение, инфильтрацию и глубокое просачивание

Даже при наличии полных данных о снежном покрове один только запасы в нем, без учета потерь на испарение, инфильтрацию и глубокое просачивание, не могут характеризовать очертания гидрографов весенних половодий.

Потери снеговой воды на испарение, как показывают наблюдения, могут достигать весьма больших величин. Б. В. Поляков [6] приводит пример, когда в Заволжье из-за очень интенсивного испарения (до 5 мм в сутки) еще до наступления весеннего периода снежный покров полностью исчез.

Наблюдения О. А. Спенглера на Валдае [7] показали, что в 1938 г. потери воды на испарение составили 10 мм при среднем запасе воды в снеге 114 мм.

Весною, кроме испарения с поверхности снега, наблюдается, повидимому, очень большое испарение с поверхности суши, сильно насыщенной талой водой.

Инфильтрация талой воды при неглубоком промерзании почвы может достигать также относительно больших размеров.

С. И. Небольсин [8] полученные им колебания коэффициентов стока половодий от 0,01 до 0,95 на элементарных площадках объясняет различными по годам инфильтрационными свойствами почв. Наиболее низкий коэффициент стока 0,01 получен в 1930 г., когда наблюдалось очень медленное снеготаяние и сток проходил по незамерзшей почве. Наибольший коэффициент стока 0,95 был получен для половодья 1925 г., когда из-за глубокого промерзания почвы и наличия ледяной корки инфильтрация оказалась незначительной. Примерно такие же результаты были получены А. И. Решетниковым [9], который наблюдал поверхностный сток на 16 элементарных площадках Валдайской станции и установил, что в зависимости от глубины промерзания почвы значение коэффициентов стока колебалось от 0—0,02 в 1938 г. до 1,0 в 1939 г.

Потери талой воды на глубокое просачивание могут достигать особенно заметных размеров в районах с развитым карстом или с трещиноватыми горными породами. Наблюдения над поверхностным стоком, организованные в районе г. Куйбышева, показали, что весною 1940 г. вся талая вода в Угольном овраге (запас воды в снеге к началу снеготаяния

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

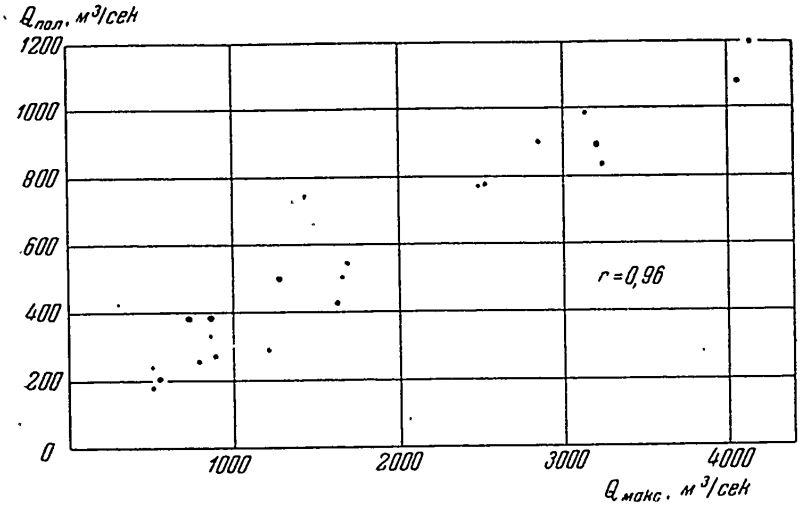

Рис. 1. График связи максимальных расходов и средних расходов за период половодья р. Сакмары у Сакмарской.

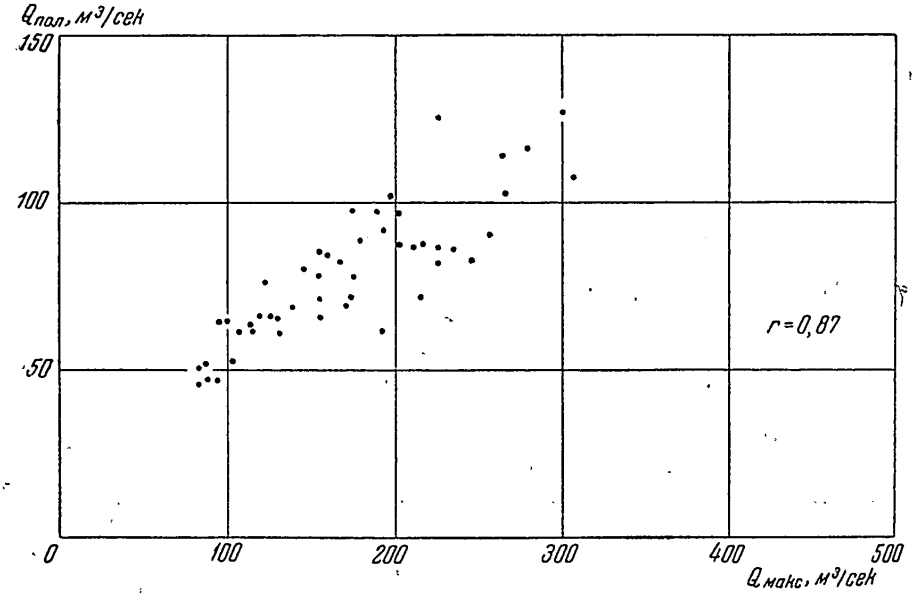

Рис. 2. График связи максимальных расходов и средних расходов за период весеннего половодья реки Березины у Борисова.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

был 166 мм) ушла в карстовые воронки, в то время как в Молебном овраге, находящемся вблизи, весенний сток продолжался без каких-либо аномалий в течение семи суток.

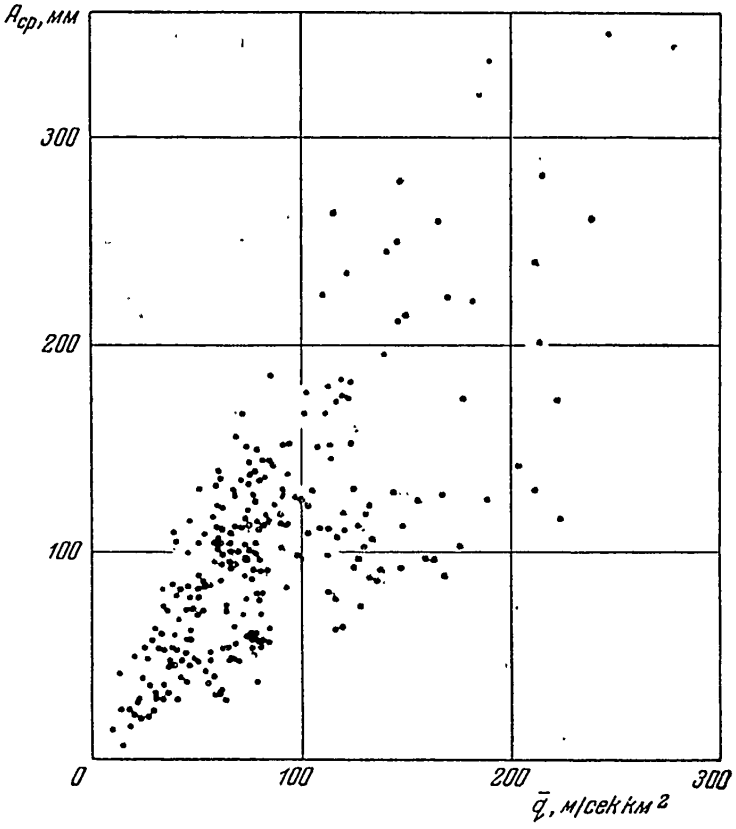

Рис. 3. Зависимость максимального модуля стока $\bar{q}_{макс}$ от средней высоты слоя стока половодий $A_{ср}$ для рек Европейской части СССР.

Ввиду затруднительности географической интерполяции величин потерь талой воды на испарение и инфильтрацию в расчетах максимальных расходов воды в качестве интегральной интерполяционной характеристики, учитывающей одновременно приток воды и потери, была принята характеристика суммарного объема воды за половодье в виде среднего расхода за половодье, т. е.

$$Q_{макс} = f(\delta Q_{пол}).$$

Указания на необходимость учета в эмпирических формулах снеговых максимумов среднего расхода за половодье или объема

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

стока за весенний период имеются в известных работах М. А. Великанова [2], Д. Л. Соколовского [10] и А. В. Огиевского [11].

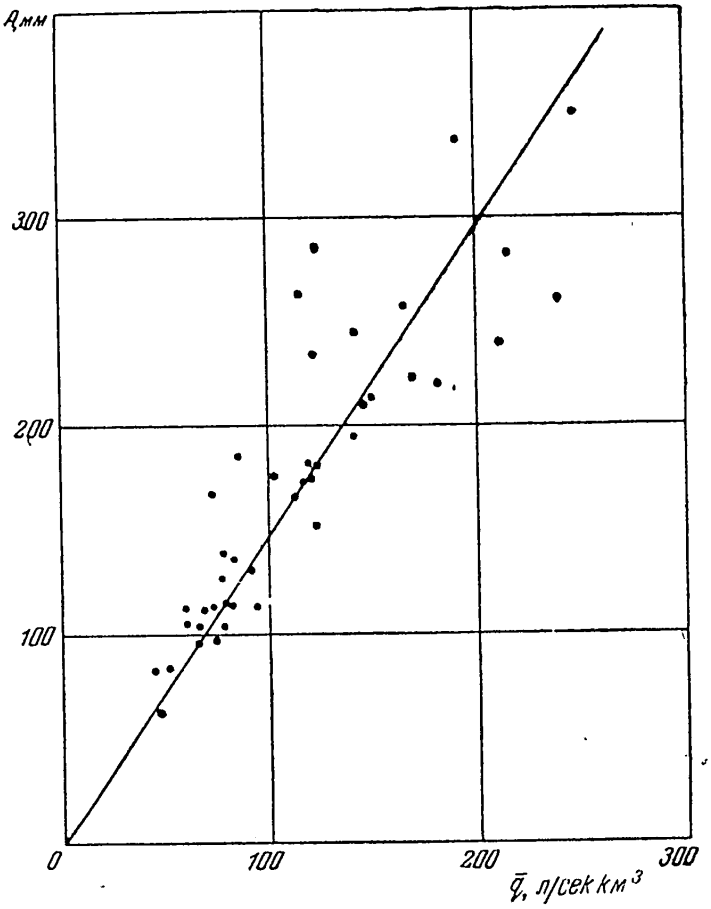

Рис. 4. Зависимость максимального модуля стока $\overline{q}_{макс}$ от средней высоты слоя стока половодий $A_{ср}$ для рек Западного Урала.

§ 2. Средний расход за половодье $Q_{пол}$ как одна из главных интерполяционных характеристик максимальных расходов

Использование в интерполяционной формуле максимальных расходов воды в качестве одной из главных интерполяционных характеристик — среднего расхода за половодье $Q_{пол}$ — позволяет при вычислении максимумов через $\delta = Q_{макс} : Q_{пол}$ учесть

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

форму половодного гидрографа и влияние на максимальные расходы различной водоносности рек, колебания которой, в зависимости от географического положения водосборов, могут быть весьма значительны.

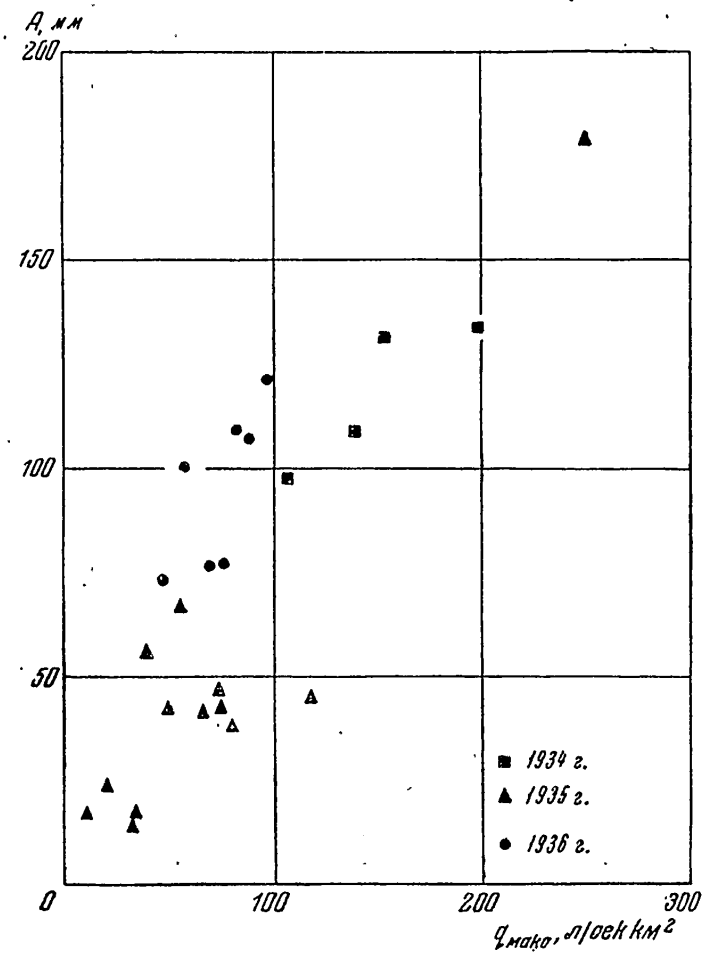

Рис. 5. Зависимости максимального модуля стока $q_{макс}$ и среднего слоя стока за половодья для малых водосборов Дмитровской стоковой станции.

Наличие тесной связи между максимальными и средними расходами за половодье общеизвестно и характеризуется высокими значениями соответствующих коэффициентов корреляции. Иллюстрацией к этому могут служить графики связи между $Q_{макс}$ и $Q_{пол}$ (рис. 1 и 2), построенные нами в качестве примера для р. Сакмары ($r = 0{,}96$) и р. Березины ($r = 0{,}87$).

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

С точки зрения построения интерполяционной формулы максимальных расходов воды очень важным является то, что выявленную для отдельных рек зависимость между $Q_{макс}$

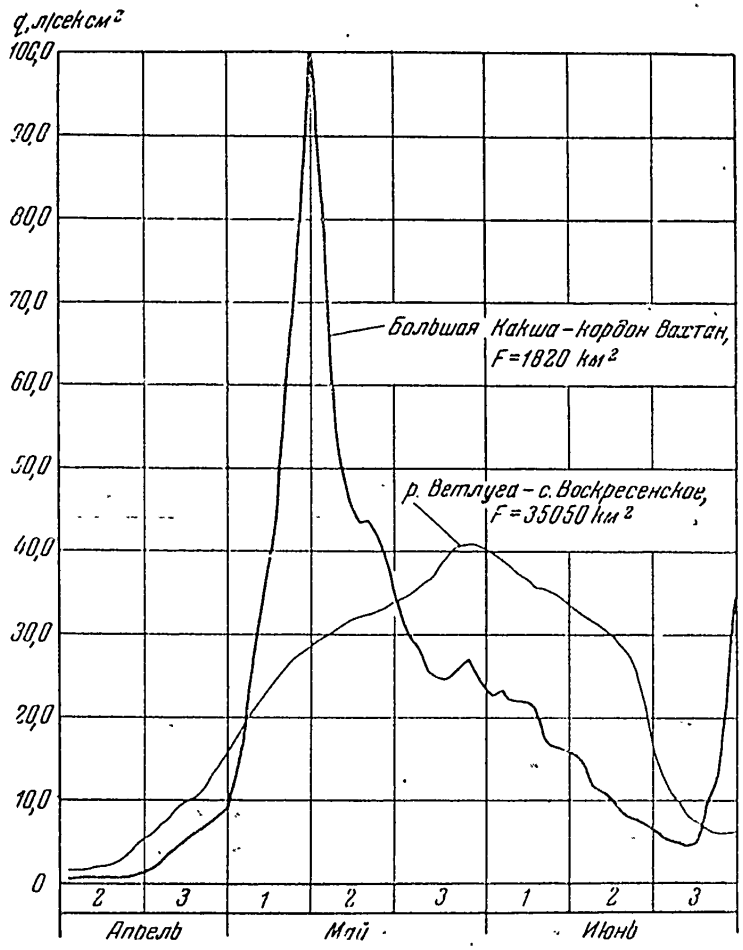

Рис. 6. Графики колебаний модулей стока р. Ветлуги у с. Воскресенского и р. Большой Кокши у кордона Вахтан за 1941 г.

и $Q_{пол}$ можно проследить также по графику связи соответствующих средних характеристик большого числа рек Европейской части СССР, находящихся в разнообразных географических условиях (рис. 3). Еще более отчетлива связь между $Q_{макс}$ и $Q_{пол}$ для рек, находящихся в одном географическом районе. На рис. 4 изображена зависимость между $Q_{макс}$ и $Q_{пол}$ для лесных незаболоченных водосборов Западного Урала, сопоставление которой с зависимостью, показанной на рис. 3,

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

свидетельствует об уменьшении разброса точек и повышении тесноты связи.

Наличие связи между $Q_{макс}$ и $Q_{пол}$ имеется также и для очень малых водосборов, что может быть установлено графиком (рис. 5), построенным по материалам трехлетних наблюдений, организованных в 1934—1935 гг. в районе г. Дмитрова на 13 створах небольших речек с водосборами от 0,87 до 18,4 км².

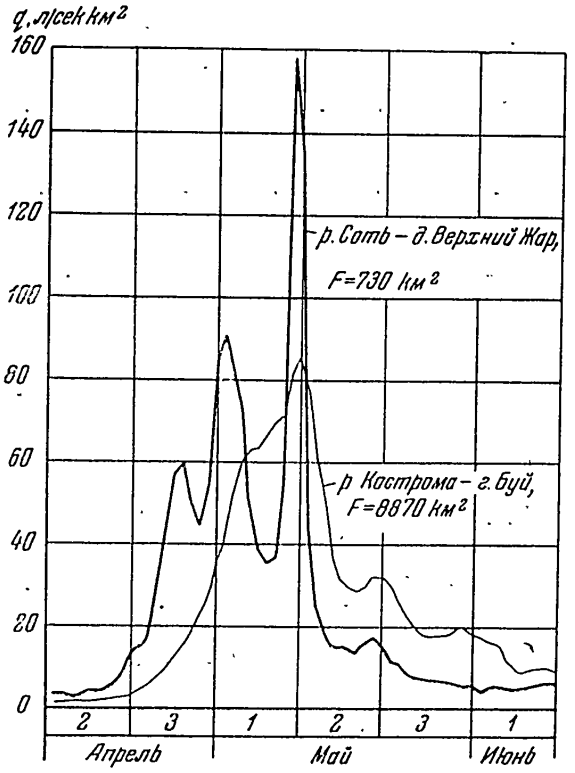

Рис. 7. Графики колебаний модулей стока р. Костромы у г. Буй и р. Соть у д. Верхний Жар за 1941 г.

При вычислении средних расходов воды за половодья существенное значение приобретает вопрос об установлении длительности принимаемого к расчету периода половодий. В результате рассмотрения многочисленных гидрографов половодий по разнообразным рекам Европейской части СССР и изучения условий стока, нами, при построении интерполяционной формулы максимальных расходов воды, была принята продолжительность периода половодья для всех рек с водосборами от 100 км² до 50 000 км² (с некоторым приближением) для каждого отдель-

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

ного года округленно в два весенних месяца, переменных в зависимости от срока наступления весны. Сделанное допущение мало отразилось на точности подсчета среднемноголетнего стока, так как волна половодья практически во всех случаях

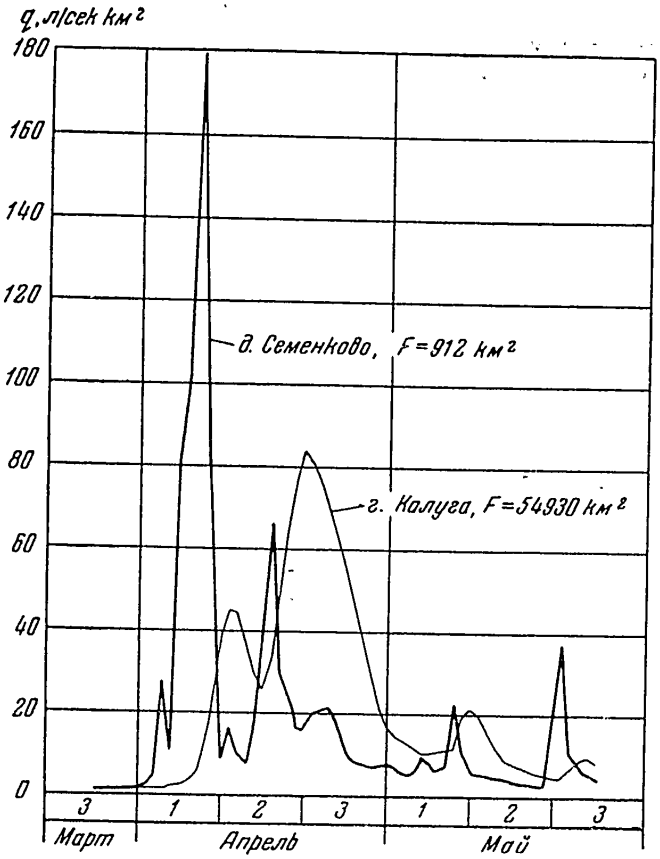

Рис. 8. Графики колебаний модулей стока р. Оки у г. Калуги и д. Семенково за 1941 г.

полностью укладывается в принятый срок. Включенная же в расчетный объем некоторая доля меженного стока (в особенности для малых рек) весьма незначительна.

Следует отметить, что переход к переменной длительности половодья почти не изменил бы результатов построения интерполяционной формулы. При переменной длительности половодья коэффициент $\delta = \frac{Q_{макс}}{Q_{пол}}$ стал бы приблизительно постоянным, но зато появилась бы заменяющая его и тесно с ним связанная новая переменная величина — продолжительность половодий $T_{пол}$.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

В качестве примеров приводятся рис. 6—10, на которых совмещены графики колебаний среднесуточных модулей стока половодий ряда рек, находящихся в бассейнах Волги, Оки и Дона, сильно отличающихся друг от друга своими размерами.

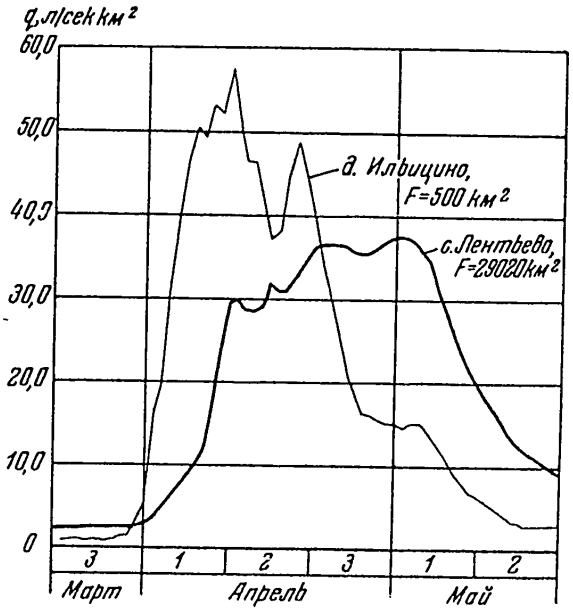

Рис. 9. Графики колебаний модулей стока р. Мологи у с. Ильицино и Лентьево за 1943 г.

Таблица 1

Река	Створ	Площадь водосбора, км²	Число лет наблюдений	Q макс, м³/сек	Q пол, м³/сек	$\delta = \frac{Q\ макс}{Q\ пол}$
Березина	Борисов	5100	53	175	80,3	2,18
Яйва	Послудинское	5040	11	612	225	2,72
Косьва	Губаха	4870	18	750	232	3,22
Швентойи	Укмерге	5440	20	316	97,5	3,46
Тверца	Ям-Медный	5770	27	520	130	4,00
Ися	Буслаево	5700	10	568	136	4,18
Клязьма	Городок	5320	29	409	92,2	4,45
Пярну	Орекюла	5180	14	466	100	4,66
Судость	Горица	5780	13	440	96,3	4,57
Уж	Кагановическ	5690	25	367	60,2	6,10
Москва	Звенигород	5000	31	726	113	6,43
Б. Кинель	Бугуруслан	5590	17	616	80,4	7,60
Ока	Орел	4830	55	595	80,7	7,35

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Как видно из графиков, продолжительность половодья р. Ветлуги ($F = 35\,050$ км²) и ее притока р. Б. Какши ($F = 1820$ км²) в 1941 г. была одна и та же — около 65 дней.

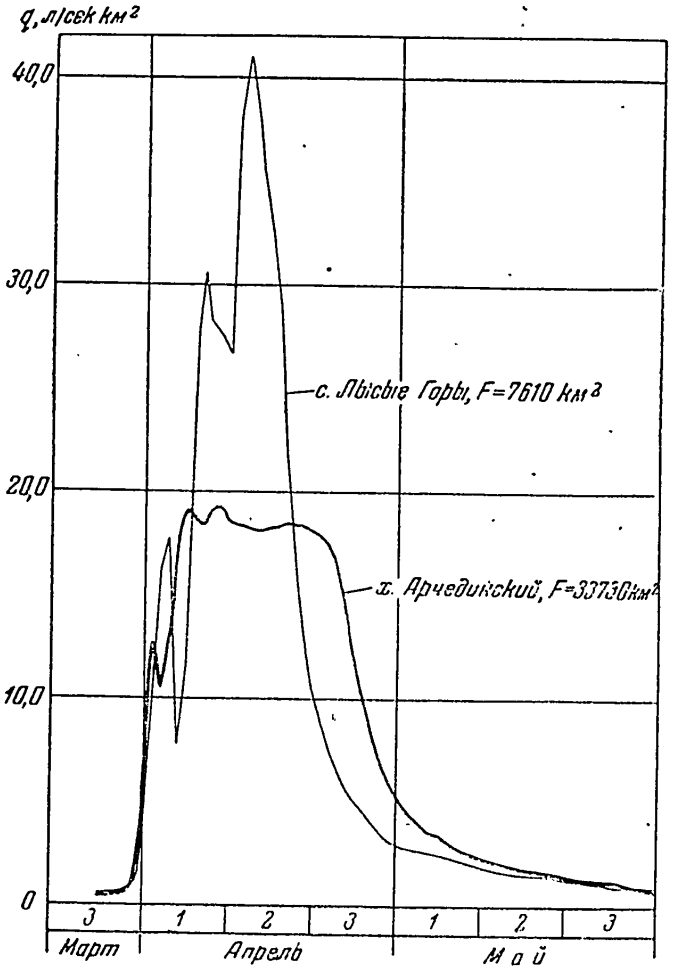

Рис. 10. Графики колебаний модулей стока р. Медведицы у с. Лысые Горы и у х. Арчединского за 1940 г.

В том же году продолжительность половодья р. Костромы ($F = 8870$ км²) и ее притока р. Соть ($F = 370$ км²) оказалась одинаковой — около 50 дней. Продолжительность половодья р. Оки в 1941 г. в створе Семенкова ($F = 912$ км²) и в створе Калуги ($F = 54\,930$ км²) также была одинаковой и составила около 40 дней.

В табл. 1 для некоторых рек с одинаковыми примерно размерами водосборов (около 5,0—5,5 тыс. км²) приведены средние

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

значения коэффициентов формы половодного гидрографа $\delta = Q_{макс} : Q_{пол}$, иллюстрирующие значительное влияние на величины средних из максимальных расходов, кроме весенней водоносности, также и других важных генетических факторов.

§ 3. Учет интенсивности и условий весеннего снеготаяния

а) Учет температуры воздуха

Значение температуры воздуха, определяющей интенсивность снеготаяния, а следовательно, и форму половодных гидрографов рек, очень велико. В. И. Рутковский [12], наблюдая в 1938 г. снеготаяние на Тосненской гидрологической станции, установил, что в этом году теплообмен с воздухом составил около 70% приходной части теплового баланса снеготаяния.

Произведенные П. П. Кузьминым [13] исследования теплового и водного балансов снеготаяния на Валдайской станции ГГИ показали, что из трех источников энергии снеготаяния: конвекционного теплообмена, испарений — конденсации и радиационного баланса — наибольшее влияние приходится на конвекционный теплообмен, который в отдельные дни, с 4 апреля по 23 апреля 1946 г., составлял от 58,9 до 88% полной энергии снеготаяния.

По наблюдениям ГГИ на Дубовской стоковой станции в Сальских степях в 1949 г. в период снеготаяния теплообмен с атмосферой на экспериментальном участке составил 62% от полного баланса, с колебаниями в большую сторону при северной экспозиции склона и в меньшую — при южной.

Очень наглядный материал, характеризующий зависимость объема талого стока от температуры воздуха, был получен в 1939 г. в районе г. Куйбышева по наблюдениям в Угольном овраге. Совмещенный график ежечасных колебаний температур воздуха и уровней воды на водосливе Угольного оврага (рис. 11) указывает на наличие почти полной синхронности в ходе температур и стока.

С увеличением площади водосборов рек зависимость стока от суточных температур воздуха становится менее тесной, что объясняется возрастанием регулирующего влияния площади водосбора. Для относительно больших рек влияние температур воздуха на форму половодного гидрографа будет определяться не колебаниями температуры воздуха за сутки (которое сглаживается регулирующими емкостями водосборов), а ходом температур за более продолжительные периоды весны. Например, в очень затяжную весну 1922 г. суточный ход стока на элементарных площадках С. И. Небольсина [8] хорошо повторил

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

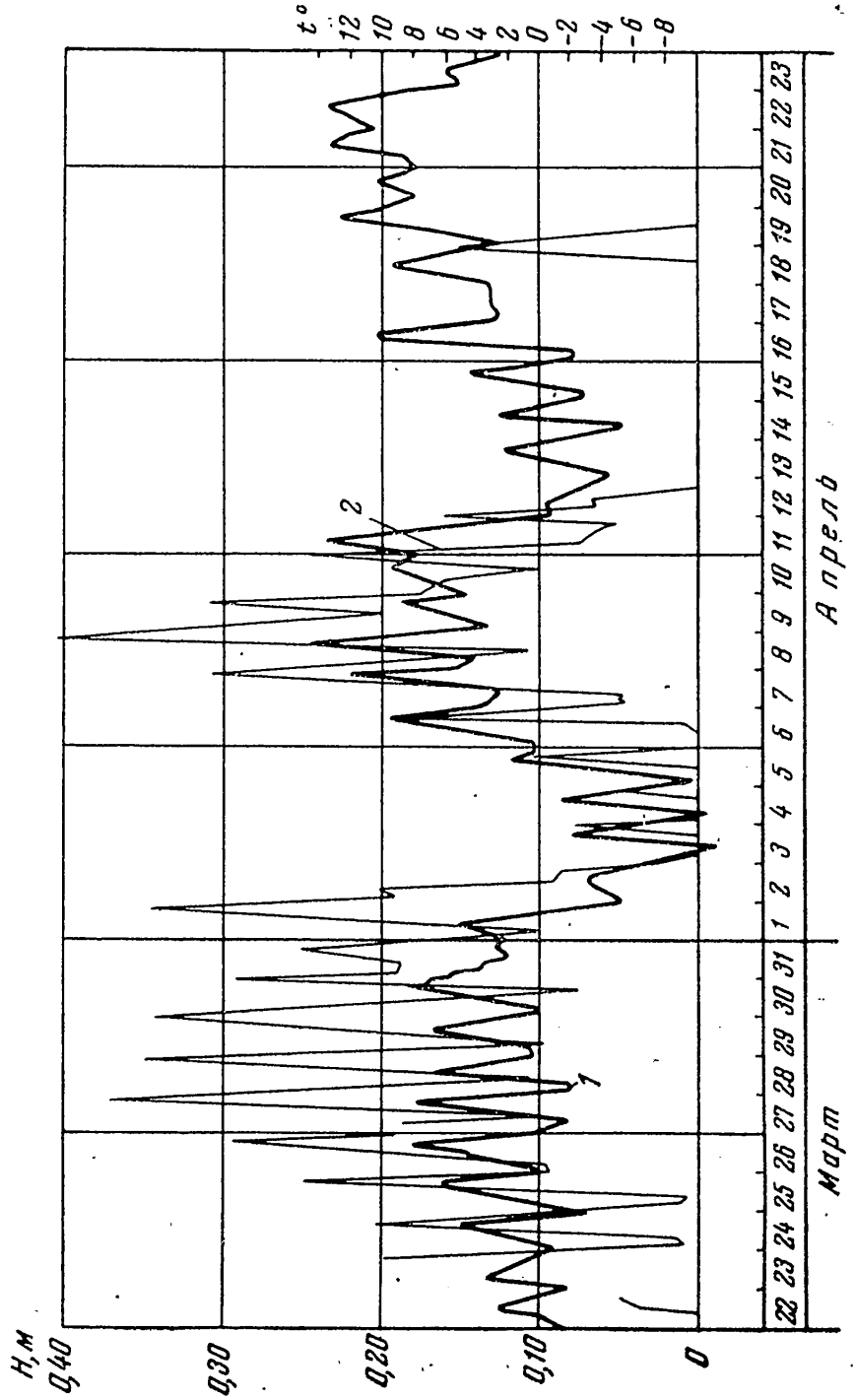

Рис. 11. Совмещенный график колебаний уровней воды на водосливе № 1 в Угольном овраге и температуры воздуха за 1939 г.:

1 — температура воздуха; *2* — горизонты воды

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

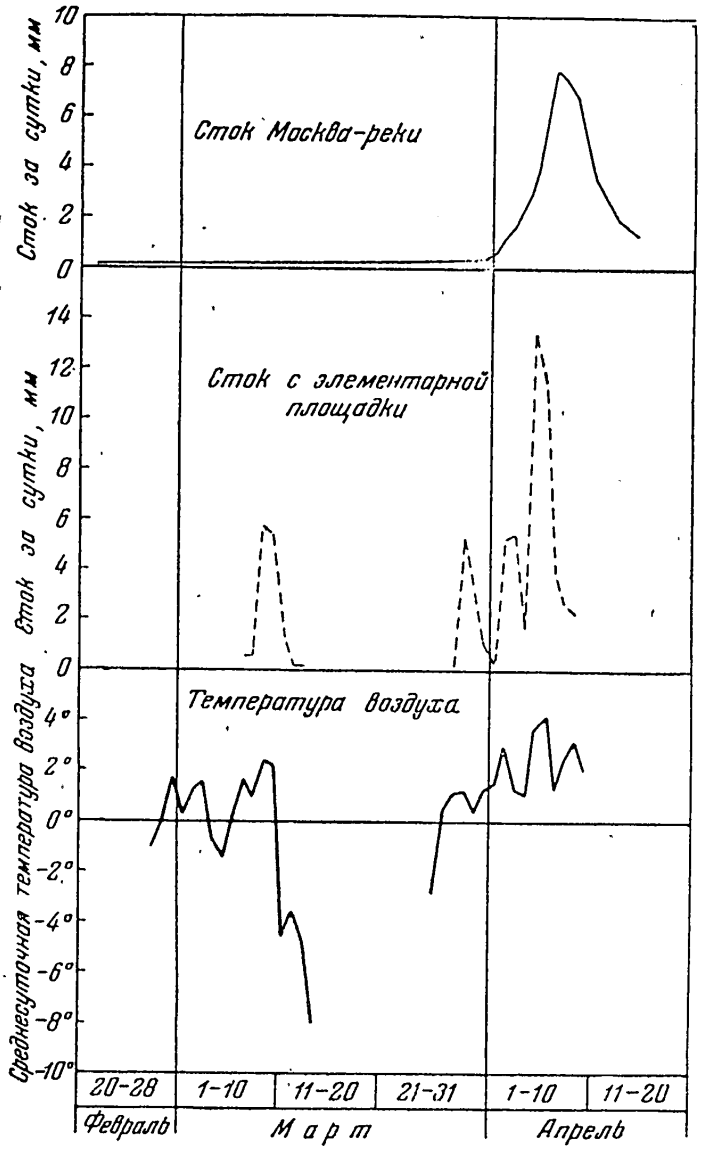

Рис. 12. Сток половодий за 1922 г. с элементарной площадки С. И. Небольсина и с водосбора Москва-реки у Павшина.

ход среднесуточной температуры воздуха, в то время как для Москва-реки у Павшина ($F = 7550$ км^2) колебание суточных положительных температур за период с 27 марта по 10 апреля на графике расходов никак не отразилось (рис. 12).

Попытки учета в интерполяционной формуле максимальных расходов такого важного генетического фактора, как

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

интенсивность снеготаяния, обусловленная теплообменом с воздухом, не оправдали наших первоначальных предположений.

Для географической интерполяции характеристики теплообмена с воздухом за период снеготаяния принципиально важным является то, чтобы эта характеристика для различных районов Европейской части СССР не была одинаковой. При сопоставлении суточного хода весенней температуры воздуха по метеорологическим станциям, находящимся в различных географических районах, обращает на себя внимание более интенсивное нарастание положительных температур воздуха в районах с резко континентальным климатом.

На рис. 13 приведен график суточного хода температур воздуха за март и апрель 1896, 1904 и 1908 гг. по метеорологическим станциям в Москве (*1*) и Чкалове (*2*) (Оренбург), на котором обрисовывается более плавный ход весенних температур в Москве, чем в Чкалове.

В среднемноголетнем выводе неодинаковую интенсивность нарастания весенних температур воздуха в различных географических районах косвенным образом можно проследить по составленной нами карте средней длительности периода τ весеннего перехода температуры воздуха от 0 до 5° (рис. 14). Согласно этой карте, продолжительность весеннего периода τ колеблется от 12—15 суток на юговостоке до 18—22 суток для большей части остальной Европейской территории СССР.

Однако, как показал произведенный нами подсчет, включение τ в интерполяционную формулу максимальных расходов воды не повысило точности вычислений по формуле расходов. Это, повидимому, может быть объяснено отсутствием для различных географических районов заметной разницы в абсолютных величинах температур воздуха за время максимального стока, приходящегося на последние дни снеготаяния и обычно совпадающего с наибольшими температурами. Например, для района г. Москвы, где запасы в снежном покрове в среднем составляют 120 мм, таяние снега, если ориентироваться на данные М. А. Великанова [1], потребует количества тепла, выраженного в виде суммы среднесуточных температур воздуха $\Sigma_м + t° = 120 : 5{,}2 = 23°$. Для района же г. Чкалова, где запасы воды в снеге составляют не более 80 мм, количество тепла, необходимое на снеготаяние, составит $\Sigma_ч + t° = 80 : 5 = 16°$, т. е. в полтора раза меньше, чем для Москвы.

Если учесть, что для Москвы $\tau = 19$ суткам, а для Чкалова $\tau = 13$ суткам и что отношение $\tau_м : \tau_ч = 19 : 13 = 1{,}5$, т. е. равно отношению $\Sigma_м + t° : \Sigma_ч + t°$, то очевидно, что окончание снеготаяния и максимум стока в обоих пунктах в среднем происходят примерно при одинаковых температурах воздуха. Такие же выводы можно сделать при рассмотрении

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

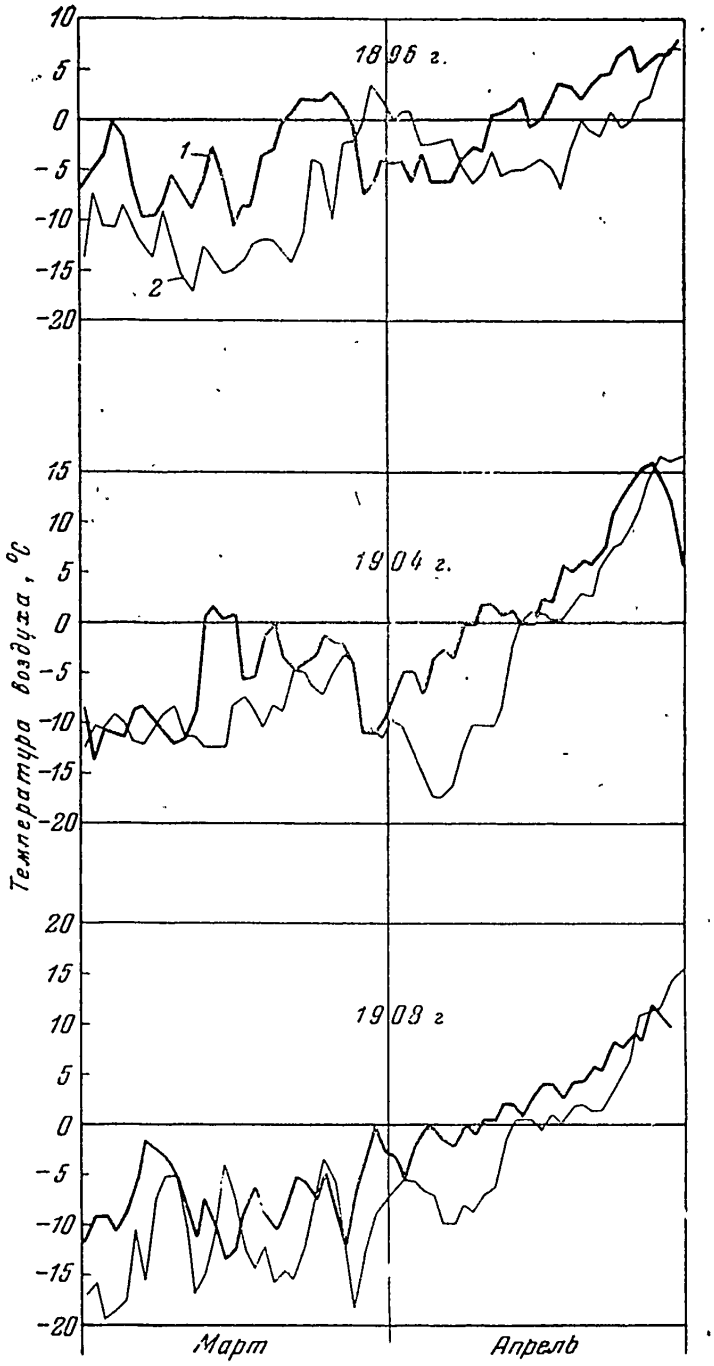

Рис. 13. Графики колебаний среднесуточной температуры воздуха в марте и апреле по метеорологическим станциям в гг. Москве (*1*) и Чкалове (*2*).

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

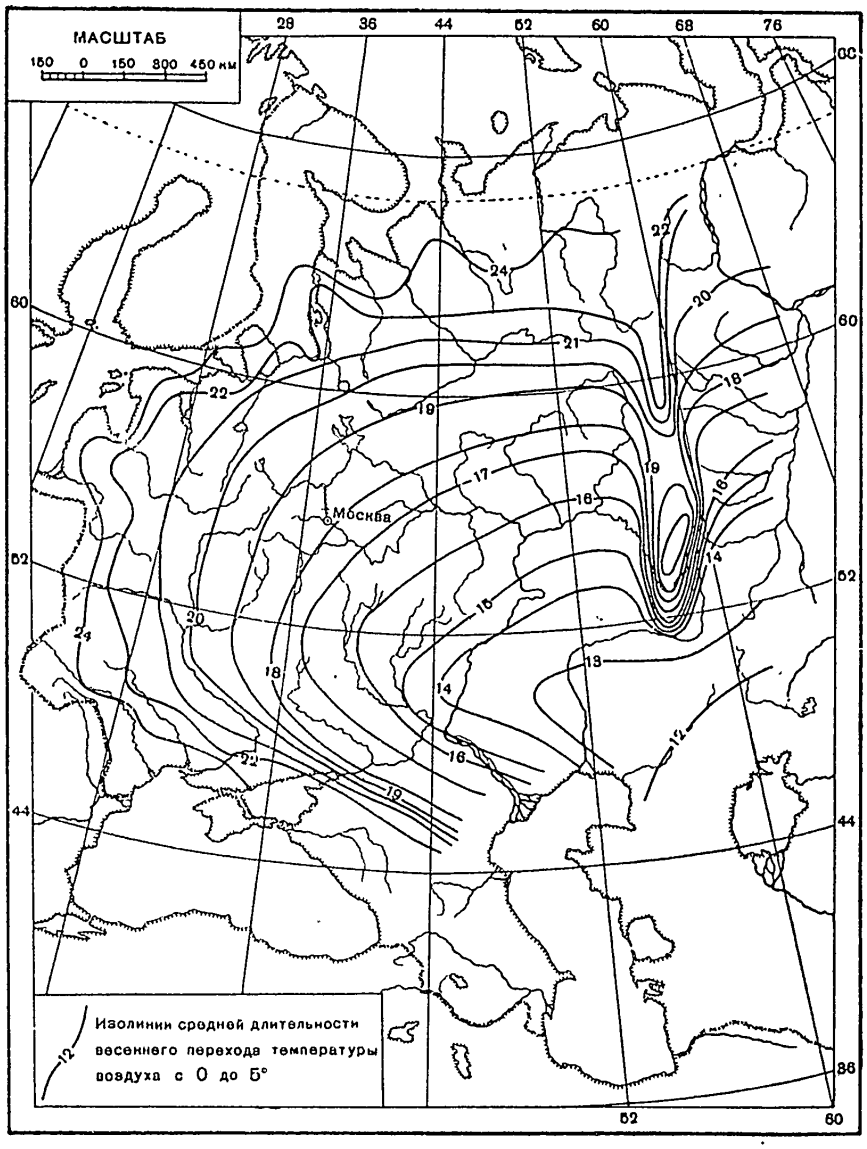

Рис. 14. Средняя длительность (в сутках) весеннего перехода температуры воздуха с 0 до 5°.

распределения по территории средних положительных температур воздуха в период таяния.

По данным В. Д. Комарова [15], в бассейне р. Оки средняя за период снеготаяния положительная температура воздуха возрастает с 1,5° на юге (в верховьях рек Оки, Зуши, Прони, Упы и Мокши) до 2,3° на севере бассейна (в верховьях рек

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Угры, Протвы, Москва-реки, Нерли и Уводи). Уменьшение к югу средней температуры за период снеготаяния может быть объяснено относительно меньшими высотами снежного покрова, таяние которого заканчивается в сроки более короткие, чем на севере.

Изложенное выше послужило основанием для отказа от учета в интерполяционной формуле среднего из максимальных расходов характеристики весенней температуры воздуха.

б) Учет лучистой энергии

В приходной части теплового баланса снеготаяния на прямую и рассеянную солнечную радиацию приходится значительная часть.

Еще в 1907 г. С. И. Савинов [16], при сравнении таяния снега на полностью освещенном и затемненном участках, пришел к выводу, что действие солнца при ясной погоде может производить около $^1/_3$ всего снеготаяния. Примерно к тем же выводам пришел в 1938 г. В. И. Рутковский [12], по наблюдениям которого в Тосно баланс лучистой энергии светлой части суток составил для луга 31% и для леса в зависимости от периода наблюдений от 18 до 38%, т. е. в среднем тоже около 30%.

Наблюдения П. П. Кузьмина [13] на Валдайской станции показали, что за 18 дней апреля 1946 г. участие в снеготаянии солнечной радиации колебалось от 22 до 50% с тенденцией роста по мере уменьшения высоты и площади снежного покрова.

Однако, несмотря на очевидное влияние лучистой энергии на интенсивность весеннего снеготаяния, учет этого, казалось бы, столь важного фактора в интерполяционной формуле среднемноголетних максимальных расходов воды, так же как и учет температуры воздуха, может считаться необязательным. Основанием для такого вывода послужило произведенное нами сопоставление количеств лучистой энергии, поступающих во время снеготаяния на Европейскую территорию СССР, которое показало, что весной в различных географических пунктах нет заметной разницы в количествах суммарной солнечной радиации. Это утверждение на первый взгляд кажется противоречивым общеизвестному представлению о том, что при переходе к более южным широтам происходит рост суммарного количества солнечной энергии. Однако для периода весеннего снеготаяния оно обосновывается наблюдаемой разницей в сроках наступления весны на севере и на юге и разной продолжительностью весеннего периода.

Материалы наблюдений на метеорологических станциях показывают, что на севере Европейской территории СССР весеннее снеготаяние начинается на месяц и более позже, чем на юге, и происходит при меньшей облачности.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

В качестве примера в табл. 2 приведены результаты вычислений суммарного количества солнечной радиации, произведенных нами для периода весеннего снеготаяния (для одного весеннего месяца) на севере по району г. Ленинграда (широта около 60°) и на юге по району г. Харькова (широта около 50°). Эти вычисления были выполнены с использованием материалов метеорологических наблюдений над облачностью и с применением известной формулы С. И. Савинова [16]:

$$Q' + D = Q'_{\mu}[1 - (1 - k)n], \qquad (2)$$

где Q' — месячная сумма прямой радиации на горизонтальную поверхность, кг/кал/см²;
D — рассеянная радиация на горизонтальную поверхность, кг/кал/см²;
Q'_{μ} — прямая радиация при безоблачном небе;
n — степень облачности;
k — постоянный коэффициент около 0,40.

Таблица 2

Пункт	Расчетный период	Q'_{μ}	k	n	Суммарная радиация $Q' + D$, кг/кал/см²
Ленинград . . .	с 1/IV по 1/V	12,7	0,40	0,60	8,1
Харьков	с 20/III по 20/IV	13,1	0,40	0,70	7,6

Если учесть, что отражательная способность (альбедо) в период таяния на севере (из-за меньшей облачности) больше, чем на юге, полученная в таблицах разница в величинах суммарной солнечной радиации окажется еще меньшей.

По данным Т. Г. Берлянда [18], в среднем для всего весеннего периода альбедо в районе Ленинграда составляет около 35%, а для района Харькова — 25% суммарной радиации.

Приведенные выше соображения о небольшом интерполяционном значении среднемноголетних характеристик солнечной радиации и температур воздуха не могут быть полностью распространены на полупустынные области СССР с резко континентальным климатом. В частности, величины среднемноголетних максимальных расходов воды рек Прикаспийской низменности, в отличие от других районов Европейской территории СССР, при имеющихся очень малых зимних снегозапасах, определяются, главным образом, очень интенсивным снеготаянием, связанным с резким переходом от низких зимних

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

температур воздуха к высокой положительной температуре весны и заметно большим, по сравнению с другими районами, количеством солнечной радиации, поступающей здесь при относительно малой облачности неба. Указанные условия формирования максимальных расходов наблюдаются на рр. Б. Узень, М. Узень, Еруслан, Б. Карман и др.

в) Неодновременность и направление снеготаяния

Неодновременное таяние снега в различных частях водосбора оказывает большое влияние на величины максимальных расходов половодий. Особенно заметное влияние на максимальный сток оказывает направление движения снеготаяния и, в частности, совпадение или несовпадение этого движения с направлением течения реки. Учет в интерполяционной формуле максимальных расходов фактора неодновременности снеготаяния для равнинных малых и средних рек обычно не представляется необходимым, так как для этих рек снеготаяние на всей площади бассейна происходит одновременно.

Для крупных равнинных рек и горных малых и средних рек разновременность снеготаяния может заметно снизить максимумы половодий. В горных районах весеннее снеготаяние наблюдается раньше внизу, позже — вверху, т. е. происходит в направлении, противоположном стоку. Неодновременность снеготаяния в горных районах может быть иллюстрирована графиком колебаний среднесуточной температуры воздуха за апрель и май 1945 г. по метеорологическим станциям, находящимся в расстоянии 120 км друг от друга, одна из которых расположена на горе Таганай (высота 1105 м над уровнем моря), другая — в районе г. Свердловска, у сел. Тахталым (высота 176 м).

Рис. 15 показывает, что в 1945 г. начало весеннего снеготаяния (переход температуры воздуха через 0°) на горе Таганай было на 25 дней позже по сравнению с районом г. Свердловска.

Для больших равнинных рек, текущих с севера на юг или с востока на запад, влияние несовпадения весеннего снеготаяния с направлением течения реки может сказаться в значительном снижении максимальных расходов половодий. Например, из-за того, что начало весеннего снеготаяния в нижнем течении р. Хопра происходит в среднем на девять дней раньше, чем в верховьях той же реки, гидрографы половодий р. Хопра у Бесплемяновского оказываются заметно распластанными.

На северных притоках р. Северного Донца половодье проходит заметно позже, чем на южных притоках. Например, за семь лет, с 1929 г. по 1936 г., пик половодья на р. Осколе у

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

сел. Ездоцкой ($F = 1540$ км²) наблюдается в среднем на восемь дней раньше, чем на р. Казенном Торце у Райского ($F = 936$ км²). Вследствие неравномерности прохождения половодных волн на притоках гидрограф половодья в нижнем течении Северного Донца оказывается соответственным образом распластанным.

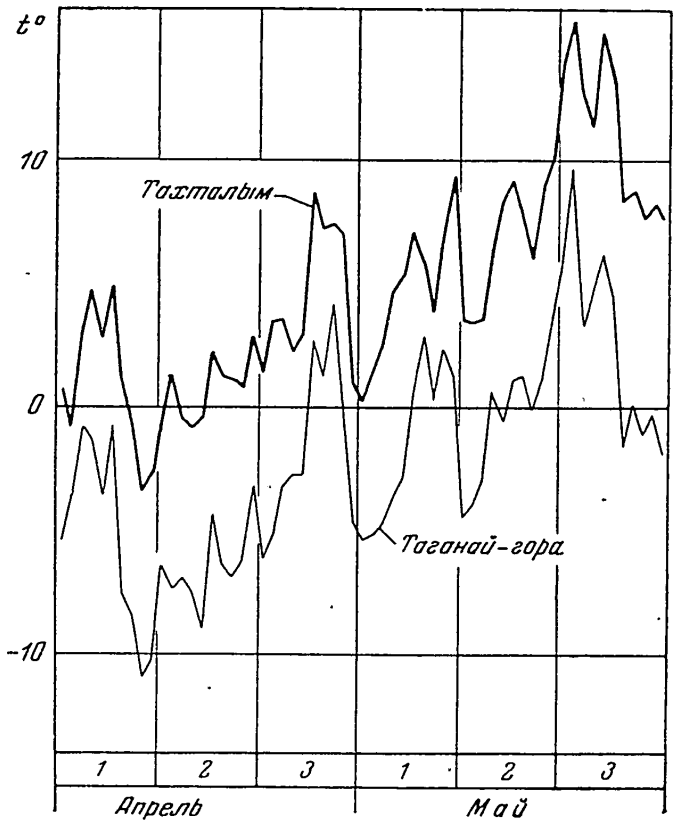

Рис. 15. График колебания среднесуточной температуры воздуха по метеорологическим станциям Тахталым и Таганай-гора за апрель и май 1945 г.

Для иллюстрации влияния направления снеготаяния на форму весенних гидрографов в табл. 3 приведены величины коэффициентов формы половодий, вычисленные для р. Пинеги у Кулогор, направление течения которой совпадает с направлением фронта снеготаяния, а также для р. Ваги у Власовской, в бассейне которой снеготаяние в среднем наблюдается одновременно (при одинаковой лесистости и заболоченности обоих водосборов).

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Таблица 3

Река	Створ	Площадь водосбора, км²	Среднемноголетние даты переходов температуры через 0°		Среднемноголетние		$\delta = \frac{\overline{Q}_{макс}}{\overline{Q}_{пол}}$
			в гидростворе	средняя по бассейну	$\overline{Q}_{макс}$, м³/сек	$\overline{Q}_{пол}$, м³/сек	
Пинега	Кулогоры	37030	18/IV	14/IV	3790	1170	3,24
Вага	Власовская . . .	30340	10/IV	10/IV	2320	832	2,79

Как видно из табл. 3, несмотря на большую площадь водосбора р. Пинеги по сравнению с р. Вагой (на 20%), форма гидрографа р. Пинеги оказалась более острой.

К очень интересным выводам о влиянии направления движения фронта снеготаяния на максимальные расходы воды пришла Н. Г. Дмитриева [20] при исследовании формирования половодий р. Урала в 1924, 1925 и 1942 гг. По ее данным, очень небольшой пик весеннего половодья р. Урала у г. Уральска в 1925 г., при запасах воды в снеге, достигших 170 мм, объясняется затяжной весной этого года и медленным (25 дней) продвижением фронта весеннего снеготаяния с запада на восток, т. е. в направлении, противоположном преобладающему направлению течения реки.

Совершенно другой характер имела весна 1924 г., которая отличалась большой дружностью и быстрым движением фронта весеннего снеготаяния (10 дней) с востока на запад, т. е. в направлении, совпадающем с течением реки. В результате этого при ничтожных запасах снега в бассейне р. Урала наибольший расход в этом году в $1^1/_2$ раза превысил максимальный расход 1925 г.

Большое половодье 1942 г. на Урале было связано не только с большими запасами воды в снеге и бурным снеготаянием, но и с распространением фронта весеннего снеготаяния с севера, из района Свердловска, на юго-восток в направлении, совпадающем с течением реки.

Указания о влиянии направления движения весеннего снеготаяния на форму гидрографов половодий имеются в работах В. А. Гуцало [21], Б. П. Казанцева [22], Г. П. Калинина [23] и др.

Приведенные примеры показывают, что при построении интерполяционной формулы максимальных расходов учет

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

фактора неодновременности и направления движения весеннего снеготаяния для горных и больших равнинных рек является обязательным.

г) Прочие факторы снеготаяния

Из этих факторов, в различной мере влияющих на интенсивность весеннего снеготаяния, могут быть указаны: приток тепла из почвы, теплые дожди, выделение тепла при конденсации водяного пара на поверхности снега и потери тепла при испарении.

Приток тепла из почвы составляет очень небольшую долю в приходной части теплового баланса снеготаяния, и влияние его на интенсивность таяния в районах с глубоким промерзанием почвы незначительно.

Е. Г. Попов [24] считает, что незначительный теплоприход от почвы объясняется плохой теплопроводностью снега. По его подсчетам, в морозную ясную погоду, при толщине снежного слоя 70—80 см, при условии, что разность температур на поверхности почвы и снега достигает около 30°, теплопоток через пласт снега может достигать лишь 7—8 кал/см² сутки, снижаясь к началу снеготаяния, в обычных условиях, до 1—4 кал/см² сутки. Во время таяния, когда вся толща снега имеет температуру, близкую к 0°, вертикальный градиент температуры будет равен нулю, и теплоприход из почвы прекращается.

Влияние теплых дождей на интенсивность снеготаяния, как показал расчет С. И. Савинова [16], настолько невелико, что в его тепловом балансе может вовсе не учитываться.

Скрытая теплота парообразования, освобождающаяся при конденсации влаги на холодной снежной поверхности, в некоторые годы может заметно ускорить снеготаяние. Например, катастрофическое наводнение 1908 г. на Москва-реке, по мнению А. С. Смоленского [19], было связано не только с большими запасами воды в снеге, в два раза превысившими многолетнюю норму, но и с очень интенсивным таянием снега (во вторую половину срока), усиленным туманами с выделением на поверхности снега скрытой теплоты парообразования.

По данным П. П. Кузьмина [13], влияние конденсации на интенсивность снеготаяния весною 1946 г. было отмечено на Валдае только в первые семь дней, когда приход этого источника тепла в отдельные дни составлял от 1 до 13%.

Во вторую половину снеготаяния этого года преобладал расход тепла на испарение, который был значителен и колебался в различные дни от 4 до 31% полной энергии снеготаяния.

Рассмотренные выше второстепенные факторы снеготаяния трудно поддаются интерполяции и поэтому в интерполяционной формуле максимальных расходов не учитываются.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

§ 4. Поверхностный сток и формирование половодного гидрографа

Стекание талой воды по водосбору и формирование в реке половодного гидрографа представляют очень сложный комплекс гидромеханических процессов. В этом комплексе могут быть выделены следующие главнейшие, до некоторой степени обособленные процессы, а именно:

а) перемещение талой воды в снежном покрове;

б) аккумулирование талой воды водосборами с последующей отдачей ее в реки;

в) сток талой воды в речных руслах.

Из перечисленных факторов первый — перемещение талой воды в снежном покрове — трудно поддается географической интерполяции и в настоящей работе не рассматривается.

а) Аккумулирование талой воды водосборами

Аккумулирование водосборами талой снеговой воды, с последующей отдачей ее в речные русла, представляется одним из очень важных генетических факторов, определяющих форму половодного гидрографа. Наблюдения показывают, что величина максимального расхода половодий в значительной степени зависит от размера регулирующей емкости в речном водосборе: чем больше регулирующая емкость водосбора, тем более распластан гидрограф половодья и тем относительно меньше величина его максимального расхода.

По наблюдениям О. А. Спенглера [7], поверхностное накопление водосборами талых вод может достигать очень больших размеров. Так, например, весною 1938 г. запасы воды в лужах в бассейнах Ближнего, Лесного и Дальнего логов Валдайской станции соответственно равнялись 20, 80 и 60 мм и составляли бо́льшую часть суммарного количества талых вод.

В. Д. Комаров [25], основываясь на материалах наблюдений на стоковых станциях (Валдай, Собакино), а также на гидрометрических данных по бассейну Москва-реки, рассматривает стекание талых вод в реки как сложный гидромеханический процесс, сопровождающийся заполнением и опорожнением проточных луж на поверхности водосбора, а также заполнением имеющихся мертвых объемов. По данным В. Д. Комарова, даже в условиях сильно расчлененного водосбора Москва-реки продолжительность периода поверхностного регулирования стока приближается к продолжительности снеготаяния на открытых местах.

Размеры регулирующих емкостей в речных водосборах зависят от характера рельефа и степени его расчлененности.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Чтобы показать влияние степени расчлененности рельефа на величину максимального расхода и форму половодного гидрографа, на рис. 16 совмещены графики колебаний модулей стока половодий за 1929 г. двух смежных рек — Северки

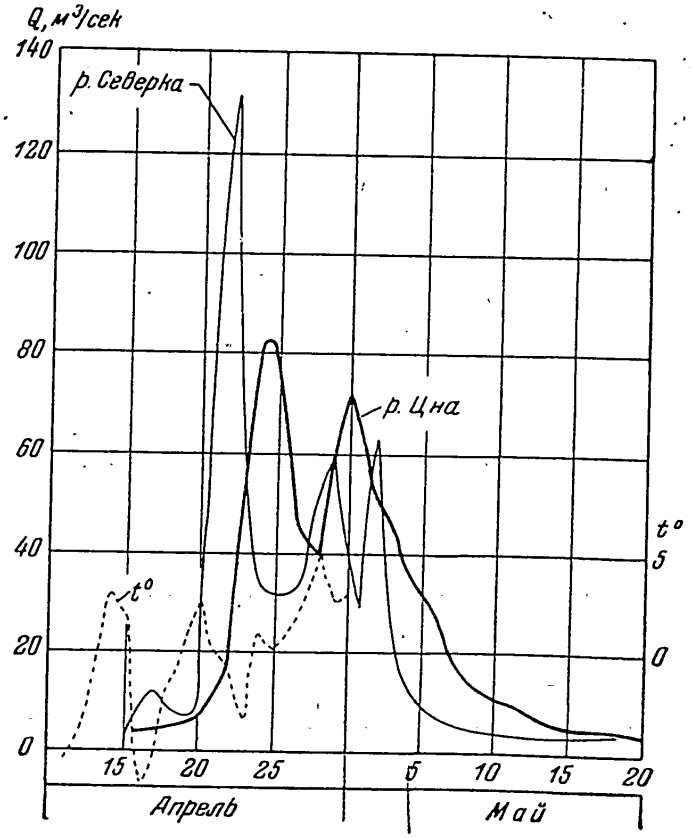

Рис. 16. Влияние степени расчлененности рельефа на максимальные расходы и формы гидрографов половодий р. Северки у Авдотьина и р. Цны у Старого Спаса за 1929 г.

(F = 635 км²) и Цны (F = 717 км²). Характеристика бассейнов этих рек, а также элементов половодий 1929 года приведена в табл. 4.

Из рис. 16 и табл. 4 видно, насколько велико влияние степени расчлененности рельефа на максимальный расход воды и форму половодного гидрографа. Слабо расчлененный водосбор р. Цны, обладающий значительно большей регулирующей емкостью, по сравнению с глубоко расчлененным водосбором р. Северки, имеет сильно распластанный гидрограф и относительно небольшой максимум. При сопоставлении суточного хода

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Таблица 4

Характеристика	Р. Северка	Р. Цна
Площадь водосбора, км²	635	717
Лесистость, %	40	52
Заболоченность, %	0	6
Рельеф	Глубоко расчлененная равнина	Слабо расчлененная равнина
Максимальный расход половодья 1929 г., м³/сек и соответствующая дата	133 (22/IV)	82,3 (24—25/IV)
Максимальный модуль стока, л/сек км²	210	114
Слой стока за половодье, мм	108	112

температуры воздуха и хода стока весной 1929 г. происходит быстрая реакция глубоко расчлененного водосбора р. Северки на каждое изменение температуры воздуха и условия снеготаяния и стока. Даже кратковременная оттепель 14 и 15 апреля очень быстро вызывала увеличение расходов р. Северки с 1,0 до 12,0 м³/сек, в то время как та же оттепель на расходы воды р. Цны почти никак не повлияла. Характерно, что в результате возврата морозов 22 и 23 апреля расход воды р. Северки через двое суток упал с 133 до 32 м³/сек (уменьшение в четыре раза), а расход р. Цны через пять суток снизился с 82 до 40 м³/сек, т. е. уменьшился всего лишь в два раза.

Аккумулирование талой воды, обусловленное геоморфологическими особенностями водосборов — характером рельефа и глубиной его расчлененности, рассматривается как очень важная и обязательная интерполяционная характеристика максимальных расходов половодий.

б) Формирование половодного гидрографа в речных руслах

Время добегания как одна из главнейших интерполяционных характеристик

Стекание талой воды к речным руслам и формирование половодного гидрографа в реках в естественных условиях мало изучены. Теоретическая разработка этого вопроса произведена М. А. Великановым [26], который для общего случая дал определение времени добегания как интегральной характеристики поверхностного стока и предложил систему изохрон,

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

рассматриваемую как упрощенное изображение этой характеристики при стационарных гидрометеорологических условиях.

Так как время добегания, при прочих равных условиях, определяет форму половодного гидрографа и величину его наибольшего расхода, то при построении интерполяционной формулы максимальных расходов учет этого фактора представляется необходимым. Из-за отсутствия опытных данных, позволяющих количественно оценить влияние времени добегания на максимальный сток, была проделана попытка косвенно определить это влияние путем одновременного учета таких факторов, как площадь водосбора (F) и его уклон (I). Оценка влияния площади водосбора и его уклона на величины максимальных расходов была произведена по данным 96 створов рек восточной части Европейской территории СССР, включая горные районы Урала. В результате решения системы уравнений со многими неизвестными (методом наименьших квадратов) было установлено, что в соответствующей интерполяционной формуле, при учете уклона водосбора, значительно уменьшается влияние площади водосбора. В частности, в этих расчетах максимальный модуль стока оказался пропорциональным уклону в степени $n_1 = 0{,}13$ и площади водосбора в степени $n_2 = -0{,}07$.

Ввиду практических трудностей, встречающихся при вычислении уклонов водосборов (например, часто отсутствуют данные об абсолютных отметках уреза воды и др.), и для упрощения формулы нами была поставлена задача в окончательной редакции интерполяционной формулы исключить уклон водосбора I, сохранив в ней в качестве косвенной характеристики времени добегания только площадь водосбора F. Основанием к этому допущению послужила отчетливо выраженная зависимость между площадью водосбора и его уклоном. Общеизвестно, что в одном и том же геоморфологическом районе верховья рек (малые водосборы) имеют относительно большие средние уклоны и что с увеличением длины реки (или площади водосбора) средний уклон ее уменьшается.

Зависимость среднего уклона от площади водосбора иллюстрируется рис. 17, построенным в логарифмических координатах по данным 96 рек восточной части Европейской территории СССР. Несмотря на то, что в число этих 96 рек были включены реки, находящиеся в различных ландшафтных условиях (например, реки горного Урала и равнинные реки востока ЕТС), соответствующий коэффициент корреляции между уклоном и площадью водосбора оказался довольно высоким: $r = -0{,}80$.

Исключение из интерполяционной формулы уклона водосбора и сохранение в ней в качестве характеристики различного времени добегания только площади водосбора привели

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

к изменению показателя степени при F с — 0,07 до — 0,14 и к уменьшению коэффициента корреляции между соответствующими значениями $\delta = Q_{макс} : Q_{пол}$, фактическими и вычисленными по предварительной формуле, с $r = 0{,}91$ до $r = 0{,}89$.

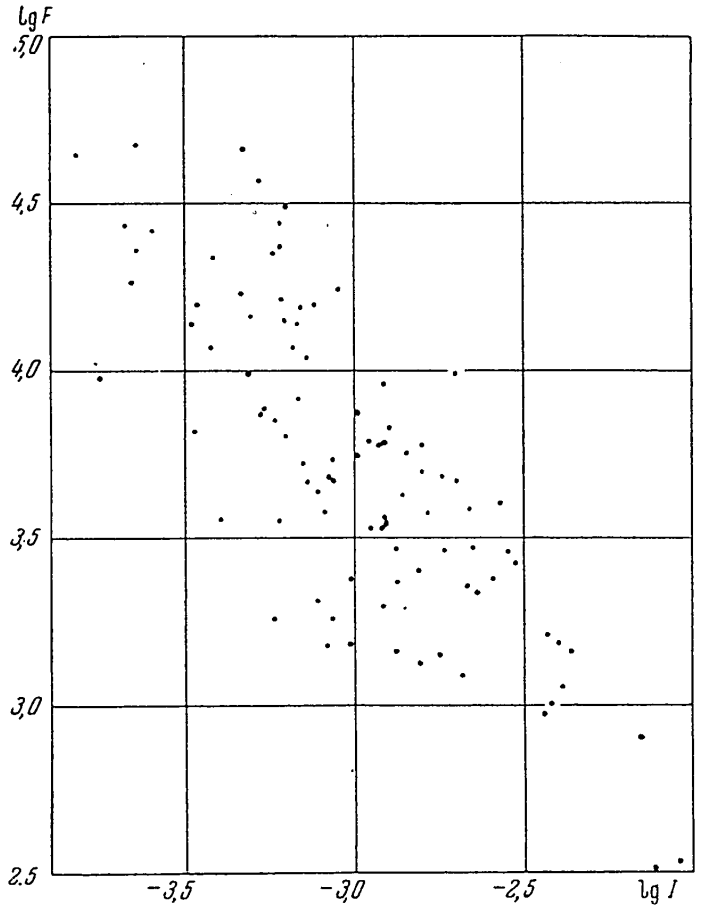

Рис. 17. Зависимость среднего уклона от размера водосбора (для рек восточной части Европейской территории СССР).

Учет регулирующей емкости русла и поймы рек

Форма половодных гидрографов рек и величины максимальных расходов определяются не только условиями стекания талой воды по поверхности речных водосборов, но также и условиями протекания этой воды в руслах и поймах рек. В частности, заметное влияние на максимальные расходы половодий оказывают регулирующие емкости в русле и пойме рек.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Примером, иллюстрирующим влияние регулирующих емкостей русла и поймы, может служить сопоставление гидрографов половодий р. Дона за 1942 г., построенных для створа

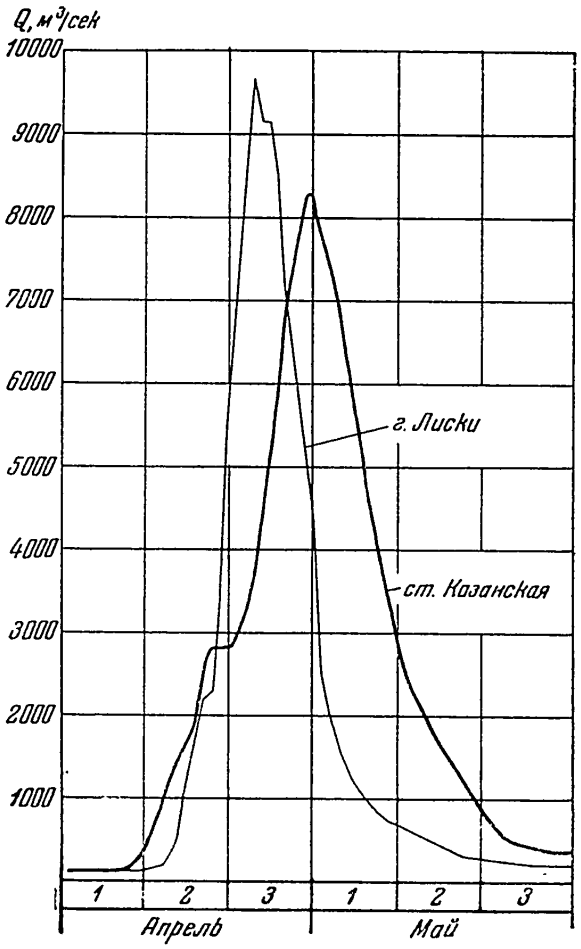

Рис. 18. Гидрографы весеннего половодья р. Дон у г. Лиски и ст. Казанской за 1942 г.

у Лисок (F=69 130 км²) и створа у Казанской (F=101 800 км²) (рис. 18). Из рис. 18 видно, что, несмотря на увеличение в 1,5 раза водосборной площади у Казанской (почти на 33 тыс. км²), максимум у Казанской в 1942 г. снизился по сравнению с Лисками на 1500 м³/сек, т. е. более, чем на 15%. Причинами этого явились: разновременность половодного стока на Дону и на его притоках, а также огромная регулирующая пойма.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Аналогичное явление распластывания половодного гидрографа наблюдается на Нижней Волге.

Сопоставление гидрографов половодий Волги у Тетюшей и Камышина (рис. 19) показывает, что на участке Волги,

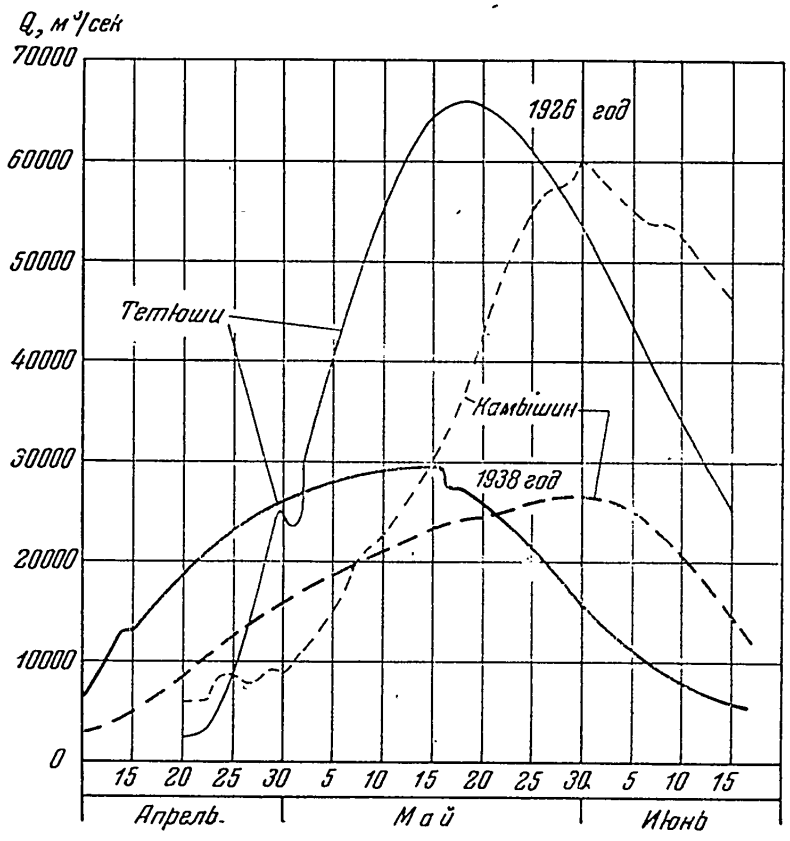

Рис. 19. Влияние регулирующих емкостей русла и поймы на гидрографы половодий реки Волги у Тетюшей и Камышина за 1926 и 1938 гг.

протяжением 1010 км, максимальный расход многоводного 1926 года у Тетюшей в 66 000 м³/сек, несмотря на рост водосбора на 167 тыс. км², уменьшился у Камышина до 59 800 м³/сек, а в маловодном 1938 году уменьшился соответственно с 29 500 до 26 000 м³/сек (12%).

Уменьшение максимальных расходов Волги у Камышина, по сравнению с Тетюшами, объясняется аккумулирующей ролью волжской поймы — большими затратами стока на наполнение ее в период нарастания половодья, с последующей отдачей зарегулированной воды в период спада. Влияние поймы

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

на величину максимальных расходов доказано расчетами С. Н. Крицкого и М. Ф. Менкеля, которые, решая совместно уравнения движения и неразрывности и задаваясь входными гидрографами у Тетюшей, получили для Волги у Камышина

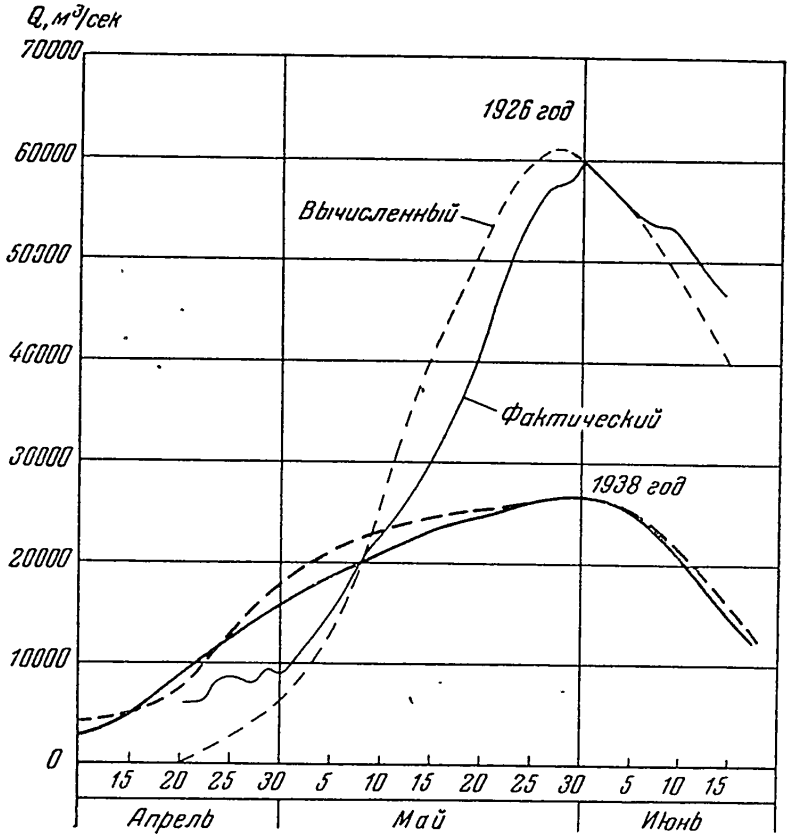

Рис. 20. Гидрографы половодий р. Волги у Камышина за 1926 и 1938 гг. фактические и полученные по расчету.

хорошее совпадение теоретических и наблюденных гидрографов (рис. 20).

Несмотря на очевидное влияние регулирующих емкостей русла и поймы на форму гидрографов половодий, это влияние в предлагаемой интерполяционной формуле максимальных расходов нами не учитывается, вследствие отсутствия доступных для пользования характеристик пропускной способности рек; к тому же изучение методики расчета очертания всего половодного гидрографа не входит в задачу настоящего исследования.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

§ 5. Учет влияния местных особенностей водосборов

а) Лесистость

Изучению влияния леса на сток посвящено много работ. Классическое определение влияния леса на снеготаяние и сток половодий принадлежит известному русскому географу А. И. Воейкову [27], который более 60 лет назад, в 1889 г., писал:

«...В лесу таяние снега идет медленнее и начинается позже. Таяние снега в поле и степи идет быстрее потому, что поверхность не защищается деревьями от ветра и особенно от солнца.

...Реки, вытекающие из лесов, имеют половодье позже полевых рек соседних мест и потому, что таяние снега в лесу позже и потому, что там много воды уходит в верхние слои почвы и достигает речек и рек уже по насыщении их (земляная вода)».

Позднейшие исследования подтвердили высказывания А. И. Воейкова о сложном и большом влиянии леса на снеготаяние и на режим половодий и, в частности,— на снижение максимальных расходов воды.

Н. Н. Галахов [28], обобщая имеющиеся наблюдения над снеготаянием в лесных насаждениях, пришел к выводу, что снеготаяние в лиственном лесу и в поле начинается одновременно (в хвойных лесах наблюдается некоторое запаздывание) и что таяние снега в лесу из-за уменьшения скорости ветра и притока теплого воздуха, а также из-за уменьшения солнечной радиации происходит медленнее, чем на открытом месте.

В частности, Н. Н. Галахов считает, что по сравнению с полевыми условиями снеготаяние в березовых насаждениях происходит дольше на 10—11 дней, в сосновых — на 13—15 дней и в еловых — на 20—25 дней.

Наблюдения А. Я. Ойя [29], произведенные в 1948 г. в районе Валдайской возвышенности, показали отсутствие сколько-нибудь заметной разницы в температурах воздуха в лесу и в поле. По этим данным, средняя температура воздуха за период таяния в лесу и в поле практически была одинаковой и составляла в лесу 5,2°, в поле 5,4°, при максимальной температуре воздуха соответственно 16 и 16,8°.

Скорость ветра представляется одним из главных факторов, определяющих интенсивность снеготаяния путем конвекционного теплообмена. По наблюдениям А. Я. Ойя и П. П. Кузьмина [30] на Валдае и В. И. Рутковского [12] в Тосно, скорость ветра в лесу оказалась в 4—6 раз меньше, чем на безлесных участках; это указывает на то, что интенсивность

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

снеготаяния в лесу за счет конвекции в некоторые годы может быть заметно меньшей, чем в поле.

Влияние солнечной радиации на интенсивность весеннего снеготаяния отмечалось выше, в § 3. Сопоставляя суммарные количества солнечной энергии, поступающей на поверхность снега в поле и в лесу, можно отметить меньшее количество радиации в лесу по сравнению с полем.

По наблюдениям В. И. Рутковского на Тосненской гидрологической станции, суммарная среднесуточная солнечная радиация в период с 26 марта по 20 апреля 1938 г. равнялась: на лугу 240 кал/см², в лесу 100 кал/см², т. е. в лесу до поверхности снега доходило всего лишь 40% радиации, поступающей на открытый снег.

По исследованиям П. П. Кузьмина в 1946 г. [13] значительное количество солнечной энергии поглощается и отражается кронами деревьев. При учете относительно меньшего альбедо в лесу, в разгар снеготаяния, снежный покров в лесных массивах поглощает энергии на 70% меньше, чем в поле.

Продолжая исследования на Валдае, П. П. Кузьмин [30] в 1948 г. пришел к выводу, что радиационные условия под пологом леса зависят, в частности, от полноты лесных насаждений. Сопоставляя по Таежному логу количество суммарной радиации, поступающей на снежный покров в лесу и в поле, П. П. Кузьмин установил, что при полноте насаждений 0,60 суммарная радиация в лесу составила 34% по сравнению с полем, а при полноте 0,85 — соответственно 20%.

Влияние леса на глубину промерзания почвы очень велико. Под пологом леса промерзание почвы (особенно покрытой мощной лесной подстилкой) происходит на значительно меньшую глубину по сравнению с открытой местностью.

А. Д. Дубах [31], обобщая четырехлетние наблюдения над поверхностным стоком по логам Валдайской стоковой станции, получил очень характерные, с точки зрения инфильтрации, значения зимне-весенних коэффициентов стока для лесных и полевых логов. В частности, по Таежному логу ($F = 0{,}39$ км²), покрытому елово-сосновым лесом на суглинке, коэффициенты стока составили в 1938—1939 гг. — 0,60, а в 1939—1940 гг. — 0,18. За те же годы по Усадьевскому логу примерно того же размера ($F = 0{,}36$ км²), с преобладанием пашни на суглинке, коэффициенты стока оказались значительно выше, чем в лесу, и составили соответственно 0,93 и 0,88.

Медленное таяние рыхлого, обладающего большой влагоемкостью снега, защищенного пологом леса, и интенсивное впитывание талой воды в лесную почву заметно снижают максимальные расходы половодий. В некоторые годы снижение максимальных расходов половодий в лесу может быть особенно

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

значительным. Так, например, по данным А. Д. Дубаха, максимальные модули стока очень малых лесных логов Валдайской стоковой станции в 1938—1940 гг. оказались в четыре раза меньше по сравнению с максимальными модулями стока полевых и луговых логов, имеющих те же площади водосборов и уклоны.

При построении интерполяционной формулы количественная оценка влияния лесистости на максимальные расходы половодий может быть произведена в виде эмпирического коэффициента, учитывающего залесенность водосбора и состав лесных насаждений.

б) Заболоченность

Влияние болот на сток половодий очень сложно и мало изучено. Рассмотренные фактические гидрографы половодий свидетельствуют о сильном снижении максимальных расходов заболоченных рек. В качестве примера могут быть приведены опубликованные А. Д. Дубахом [31] величины коэффициентов стока по Сухому болоту ($F = 0{,}36$ км^2), поросшему зарослью березы и ольхи, с глубиной залегания торфа до 1 м. Коэффициенты стока по Сухому болоту за четыре года наблюдений колебались от 0,14 до 0,25 и были в 3—4 раза меньше соответствующих коэффициентов стока открытых незаболоченных логов и в 1,5 — 2 раза меньше, чем в лесу.

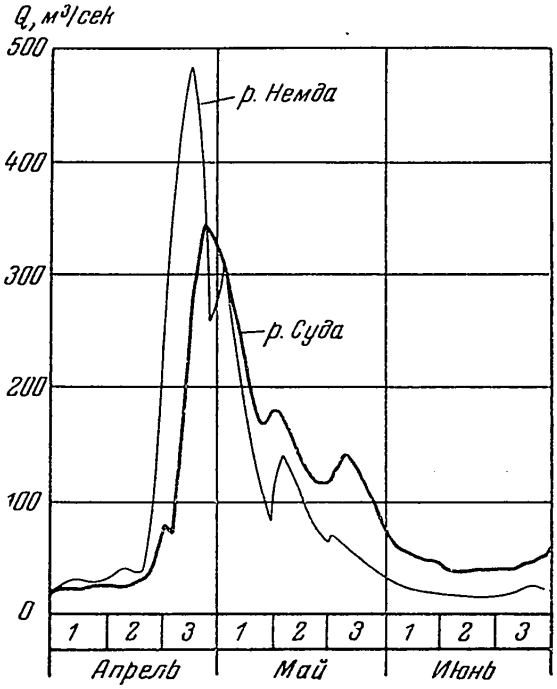

Рис. 21. Гидрографы половодий 1938 г. сильно заболоченной р. Суды у Куракино и слабо заболоченной р. Немды у Хороброва.

Влияние болот на снижение максимальных расходов половодий можно проследить по материалам гидрометрических наблюдений. Для примера, на рис. 21 совмещены гидрографы

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

половодий за 1938 год рек Суды и Немды, водосборы которых почти равны между собою; они находятся в однородных физико-географических условиях и отличаются только степенью заболоченности (табл. 5).

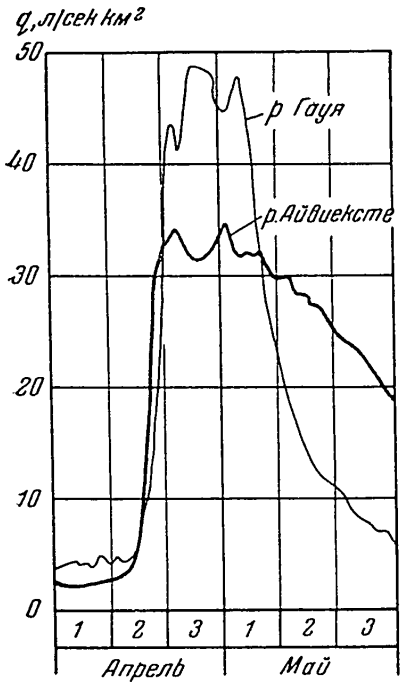

Рис. 22. График колебаний модулей стока рек Гауя и Айвиексте.

Из табл. 5 и рис. 21 видно, что при одинаковом объеме половодья 1938 г. максимальный расход р. Суды из-за сильной заболоченности водосбора оказался заметно меньшим по сравнению с максимумом р. Немды, а сам гидрограф — сильно распластанным.

Еще бо́льшая разница в очертании половодных гидрографов имеется для двух смежных рек Гауя и Айвиексте, которые при одинаковых площадях водосборов (8400 и 8380 км²) и примерно одной и той же лесистости (62 и 72%) сильно отличаются друг от друга своею заболоченностью (3 и 63%).

Из рис. 22 видно, что в 1941 г. максимальный модуль стока сильно заболоченной р. Айвиексте оказался почти в $1^1/_2$ раза меньшим в сравнении с незаболоченной р. Гауя. Так же сильно отличаются среднемноголетние максимальные расходы этих рек, составляя

Таблица 5

Характеристика	Р. Суда	Р. Немда
Площадь водосбора, км²	4360	4360
Рельеф	Слабо расчлененная равнина	
Лесистость, %	50	50
Заболоченность, %	40	10
Максимальный расход, м³/сек .	340	486
Максимальный модуль стока, л/сек/км²	78	105
Средний модуль половодья, л/сек/км²	29,2	28,2
Коэффициент формы гидрографа половодья, $\delta = Q_{макс} : Q_{пол}$.	2,67	3,73

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

для заболоченной р. Айвиекете 243 м³/сек и 344 м³/сек для незаболоченной р. Гауя.

Надо полагать, что одной из причин снижения максимальных расходов половодий заболоченных рек должно быть наличие в бассейнах емких бессточных площадей, в значительной мере аккумулирующих поверхностный весенний сток.

При интерполяции максимальных расходов и выводе формулы количественная оценка заболоченности, так же как и оценка лесистости, может быть произведена в виде соответствующего эмпирического коэффициента, полученного в результате статистической обработки материалов фактических наблюдений.

Глава II

ПОСТРОЕНИЕ ФОРМУЛЫ МАКСИМАЛЬНЫХ РАСХОДОВ ПОЛОВОДИЙ

§ 1. Основные положения

Сложность и слабая изученность многих процессов снеготаяния и стока, а также трудность количественной оценки отдельных, влияющих на сток явлений вынуждают при построении формулы максимальных расходов ограничиться отбором лишь главнейших факторов.

Исключая из формулы часть влияющих на сток факторов, мы будем определять величины максимальных расходов с некоторой погрешностью, которая будет зависеть от многих причин.

Первым и, пожалуй, наиболее важным обстоятельством, определяющим точность формулы, является правильный, основанный на изучении генезиса половодий выбор главнейших факторов, влияющих на максимальные расходы.

Другим существенным моментом, влияющим на точность расчета по интерполяционной формуле, является умение каждому из факторов, учитываемых формулой, придать определенное количественное значение. Это содержит в себе ряд трудностей, так как, во-первых, весь процесс снеготаяния и стока представляет сложную совокупность взаимодействующих явлений, в которой многие из генетических факторов между собою связаны, и, во-вторых, физические законы многих явлений половодного стока настолько слабо изучены, что математическое выражение этих законов представляется очень трудным. Поэтому количественное значение большинства из влияющих на максимальные расходы факторов, учитываемых формулой, может быть получено в результате математической обработки соответствующих статистических выборок, путем решения системы уравнений со многими неизвестными. В этом

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

случае очень важно, чтобы в первичную статистическую выборку были включены максимальные расходы, образующиеся в результате разнообразного сочетания природных факторов. Преобладание в статистической выборке расходов, образовавшихся в результате влияния на них только некоторых из действующих на максимальные расходы факторов или сочетания их, в ущерб другим, заведомо может привести к неправильным по существу выводам.

Общая оценка точности составленной интерполяционной формулы может быть произведена путем сопоставления между собою вычисленных и наблюденных максимумов. Учитывая сказанное, трудно достигнуть полного совпадения фактических расходов с вычисленными по формуле, однако размер этих отклонений не должен быть чрезмерно велик. Надо полагать, что среднее квадратическое отклонение вычисленного по формуле среднемноголетнего максимального расхода от наблюденного в размере ± 10—15% может рассматриваться, как указание на практическую приемлемость составленной интерполяционной формулы.

§ 2. Параметры интерполяционной формулы

В итоге изучения генезиса половодного стока и в соответствии с имеющимся исходным материалом в предлагаемой интерполяционной формуле среднемноголетнего максимального расхода нами приняты следующие главнейшие факторы:

1) Средний расход за два весенних месяца $Q_{пол}$, или объем стока весеннего половодья в виде слоя стока A мм.

2) Степень расчлененности водосбора в виде геоморфологического параметра B.

3) Неодновременность снеготаяния по территории в виде эмпирического коэффициента C.

4) Разновременность добегания талой воды по водосбору через площадь водосбора F км^2.

5) Лесистость водосбора, определяемая эмпирическим коэффициентом f_1.

6) Заболоченность водосбора, определяемая коэффициентом заболоченности f_2, т. е.

$$\overline{q}_{макс} = f(A, B, C, F, f_1, f_2). \qquad (3)$$

Количественная характеристика каждого перечисленного выше параметра определена следующим образом.

Объем стока весеннего половодья A мм получен в итоге обработки фактических гидрометрических материалов и дается в виде карты изолиний многолетнего стока (см. § 5).

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Геоморфологический параметр B определяется по соответствующей карте, в окончательном виде построенной на основании материалов геоморфологического районирования СССР (см. § 6). Согласно этой карте, геоморфологический параметр колеблется от $B = 1{,}0$ для слабо расчлененных водосборов до $B = 1{,}50$ для сильно расчлененных водосборов.

Коэффициент неодновременности снеготаяния C получен как не учтенный другими факторами остаток и определяется по данным о весеннем переходе температуры воздуха через 0° и по соответствующей таблице поправочных коэффициентов (см. § 7).

Площадь водосбора рек F км² принимается по опубликованным ГУГМС материалам, а при отсутствии таковых определяется планиметрированием по карте.

Лесистость водосбора учитывается в виде эмпирического коэффициента

$$f_1 = 1 + \alpha\beta, \qquad (4)$$

где α — коэффициент состава лесных насаждений;

β — относительная лесистость водосбора, т. е. $f_0 : F$, где f_0 — площадь лесов[1].

Коэффициент α, учитывающий состав лесных насаждений, был принят, по данным Д. Л. Соколовского [4]; $\alpha = 1{,}00$ для слово-пихтовых лесов, $\alpha = 0{,}75$ для смешанных, хвойных и лиственных лесов, $\alpha = 0{,}50$ для лиственных лесов.

Заболоченность водосборов в интерполяционной формуле учитывается посредством эмпирического коэффициента

$$f_2 = 1 + \gamma, \qquad (5)$$

где γ — относительная заболоченность водосборов, т. е. $f_0' : F$, где f_0' — площадь болот.

§ 3. Исходный гидрологический материал

При построении интерполяционной формулы в качестве исходного материала по стоку были приняты фактические данные, преимущественно опубликованные ГУГМС.

При построении формулы были использованы материалы гидрометрических наблюдений по 400 створам безозерных рек Европейской части СССР, с площадями водосборов от 100 до 50 000 км². По длительности периодов наблюдений использованный материал характеризуется следующими данными (табл. 6).

[1] В значение f_0 полезащитные лесные полосы не входят, так как влияние их на максимальные расходы учитывается отдельно, в общем комплексе агролесокультурных мероприятий.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Таблица 6

Число лет наблюдений	До 10 лет включительно	От 11 до 20 лет включительно	Больше 20 лет	Всего
Количество створов	159	165	76	400

Из этих данных для вывода формулы были приняты только 100 наиболее надежных створов, данные по остальным 300 створам рек использованы только для сопоставления максимумов, наблюденных и вычисленных по формуле.

При составлении выборок максимальных расходов воды половодий, имеющиеся по некоторым рекам данные, опубликованные в изданиях Гидрометслужбы, были исключены. Главной причиной отказа от некоторых данных была ненадежная экстраполяция кривых расходов, дающая недостоверные величины максимальных расходов (например, реки: Днепр у Смоленска и Орши, Десна у Голубен, Стырь у Луцка, Северный Донец у Изюма, Айдар у Передельского, Тим у Ново-Савинова, Ворона у Чутановки и у Борисоглебска, Березовая у Твердохлебова, Уса у Петруни, Вымь у Веслян, Дема у Голумилина, Кобра у В. Тюрхан и др.). Кроме того, были исключены данные подсчета максимальных расходов без учета влияния подпора от главной реки (например, р. Ворскла у Соколки), а также данные по рекам, режим которых искажен искусственными сооружениями (например, реки Чертень у Некрашевки, Ушна у Новлянского и др.).

Следует отметить, что привлечение к выводу интерполяционной формулы выборок максимальных расходов, относящихся к различным по длительности периодам лет, несколько снижает

Таблица 7

Р. Тура, $F = 4700$ км²		Р. Чусовая, $F = 11160$ км²		Р. Сож, $F = 17\,660$ км²		Р. Тихвинка, $F = 2030$ км²		Р. Березина $F = 5100$ км²	
Число лет	δ	Число лет	δ	Число лет	δ	Число лет	δ	Число лет	δ
46	3,44	61	3,18	38	5,25	55	3,59	49	2,21
36	3,69	51	3,31	28	5,31	45	3,59	39	2,19
26	3,62	41	3,26	18	5,44	35	3,68	29	2,21
16	3,63	31	3,15	8	5,93	25	3,72	19	2,22
6	3,29	21	3,11	—	—	15	3,52	9	2,47
—	—	11	3,00	—	—	5	3,25	—	—

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

точность полученной формулы. Однако размер этого снижения точности будет сравнительно невелик, так как искомая характеристика формы гидрографа половодий $\delta = Q_{макс} : Q_{пол}$ достаточно устойчива и мало изменяется от числа лет, входящих в выборку расходов (табл. 7, стр. 180).

Из табл. 7 видно, что наибольшие отклонения δ коротких периодов достигают от 6 до 13% среднемноголетних значений δ.

§ 4. Построение интерполяционной формулы

Предлагаемая формула максимальных расходов воды снеговых половодий получена в результате решения методом наименьших квадратов системы уравнений со многими неизвестными. Без учета геоморфологии речных водосборов и направления движения весеннего снеготаяния (полученных позже, как не учтенные другими факторами остатки) интерполяционная формула для коэффициента формы половодного гидрографа δ приобрела следующий вид:

$$\delta = \frac{15}{F^{0,13} f_1^{0,59} f_2^{1,05}}. \qquad (6)$$

После учета геоморфологии и направления движения весеннего снеготаяния, замены δ на $\overline{q}_{макс}$ и A, мм и некоторого округления числовых величин нами была получена формула в следующем виде:

$$\overline{q}_{макс},\ л/сек\ км^2 = \frac{2,5ABC}{\sqrt[6]{F}\sqrt{f_1 f_2}}, \qquad (7)$$

в которой согласно предыдущему:

A — слой стока за половодье, мм;
B — геоморфологический параметр;
C — коэффициент, учитывающий направление весеннего снеготаяния;
F — площадь водосбора, км²;
f_1 — коэффициент лесистости;
f_2 — коэффициент заболоченности.

Произведенное по 400 створам сопоставление вычисленных по формуле (7) и фактически наблюденных максимальных модулей стока (см. приложение 2) показало вполне удовлетворительные результаты построения интерполяционной формулы, характеризующиеся высоким значением соответствующего коэффициента корреляции $r = 0,96$ (рис. 23).

Среднеарифметическое отклонение вычисленных по формуле (7) максимумов от наблюденных по всем створам рек составило $\pm 10,4\%$, а среднеквадратическое отклонение $\pm 13,5\%$.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

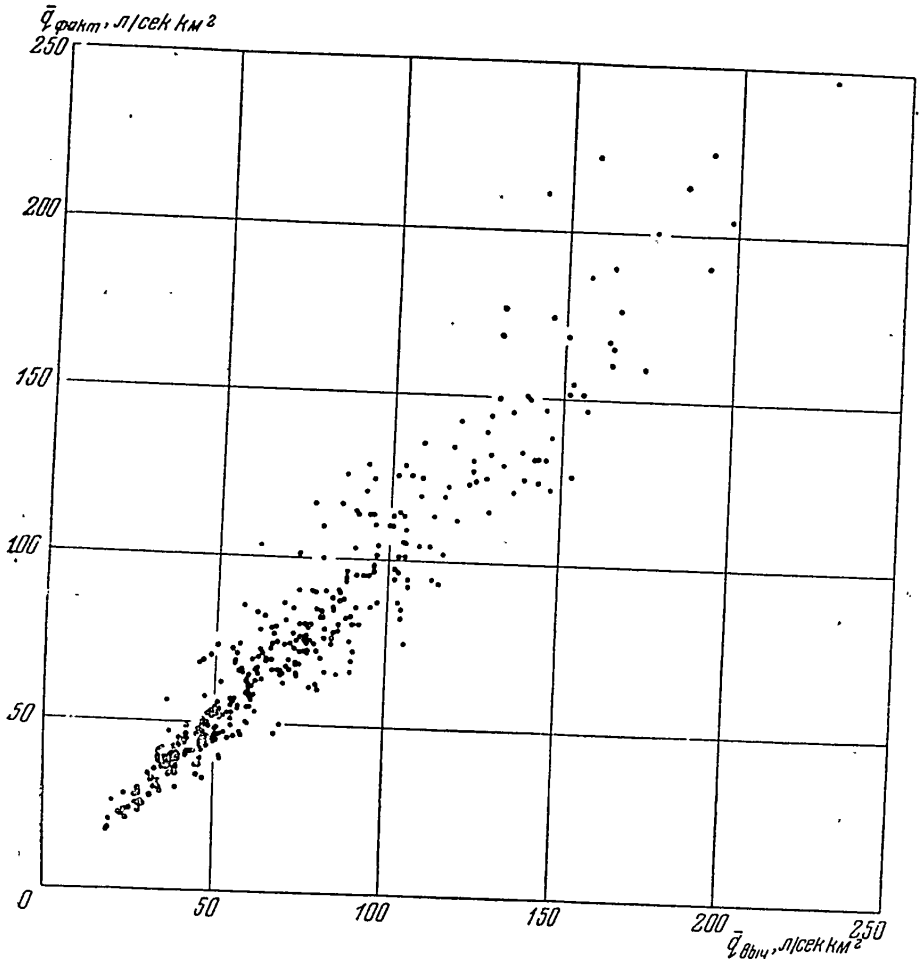

Рис. 23. График связи вычисленных и фактических величин нормы максимального стока половодий.

§ 5. Географическая интерполяция объемов стока половодий

Распределение по территории одного из главных параметров интерполяционной формулы — объемов половодий, так же как и величин среднеговодового стока, может быть изображено в виде соответствующей карты изолиний.

Принципиальная возможность построения такой карты обосновывается:

1) отсутствием сколько-нибудь заметной связи между объемом весеннего стока и площадями водосбора и

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

2) наличием тесной зависимости объемов весеннего половодья от физико-географических факторов, в первую очередь,— от климата.

Объемы половодья, будучи тесно связаны с особенностями климата, легко поддаются непосредственной географической интерполяции.

Впервые географическая интерполяция объемов стока половодий была произведена А. В. Огиевским [11], который для рек УССР составил карту высоты слоя стока обеспеченностью 1—2% за весенний период. Аналогичная карта, но для всей Европейской территории СССР, в 1949 г. была составлена В. И. Мокляком.

Карта среднемноголетнего стока половодий для всей территории Европейской части СССР впервые была составлена Н. Д. Антоновым [32]. Для составления этой карты Н. Д. Антонов в 1941 г. использовал фактические данные лишь по 124 створам рек, из которых 45 створов имели наблюдения до пяти лет. Карта объемов половодий, составленная Н. Д. Антоновым на основании недостаточных фактических материалов, в настоящее время не имеет практической ценности.

Построение карты среднемноголетнего весеннего стока рек Европейской части СССР было произведено нами по наиболее надежным гидрологическим данным 240 створов рек.

При построении этой карты короткие ряды объемов половодий были приведены к многолетним периодам, с использованием для этого или уравнений регрессии, или графиков связи.

При наличии на одной реке фактических рядов по нескольким гидрометрическим створам, после соответствующей их обработки, на карту наносились разности стока по смежным створам. Полученная в итоге карта изолиний среднемноголетнего стока половодий (рис. 24) является основным материалом, необходимым при пользовании формулой нормы максимального стока.

Карта среднемноголетнего стока половодий показывает, что объемы весеннего стока, изменяясь от 25 до 400 мм, в значительной степени отражают особенности климата и рельефа местности, во многом повторяя распределение по территории атмосферных осадков и среднегодового стока. По карте средней высоты слоя стока половодья можно проследить увеличение весеннего стока при заметных повышениях рельефа местности. Повышенные значения стока половодий наблюдаются в равнинной части Европейской части СССР, в районах возвышенностей Средне-Русской, Приволжской, Вятско-Камской, Бугульминско-Белебеевской, Донецкого кряжа и др.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

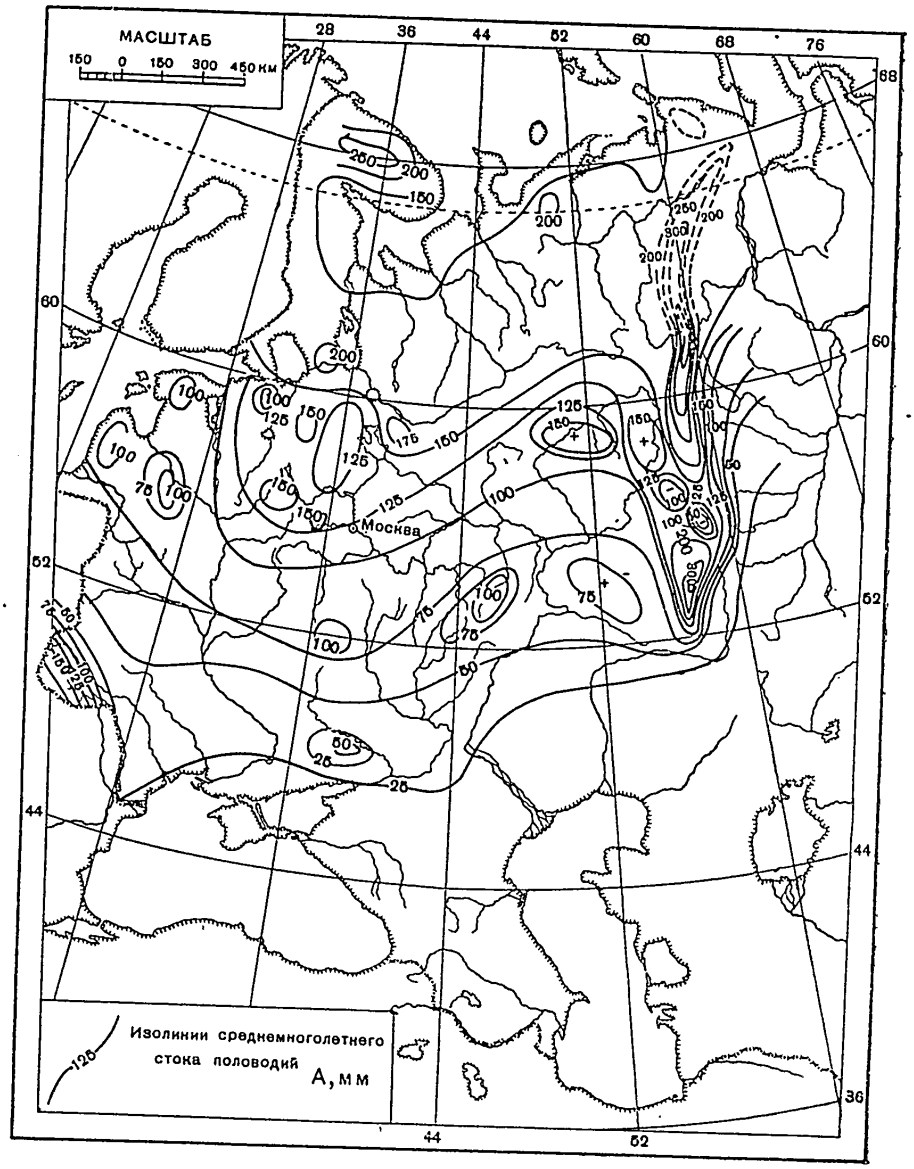

Рис. 24. Карта среднемноголетнего стока половодий A, мм.

Уральский горный хребет характеризуется особенно быстрым изменением по территории объемов половодий. Водосборы рек, находящиеся на западном склоне Урала, при одних и тех же высотах имеют бо́льшие величины весеннего стока по сравнению с реками восточного склона. На Урале обращает внимание весьма заметное понижение весеннего стока в нижнем течении рек Ай и Сылвы. Такие понижения могут быть

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

объяснены, в частности, тем, что эти участки рек занимают восточную часть Уфимского плоскогорья и Сылвинского кряжа и защищены ими от воздействия влажных воздушных течений.

Необходимо сказать, что построенная нами карта среднемноголетнего стока половодий не может быть использована для расчетов максимальных расходов с очень малых водосборов (меньше 100 км²). Основанием к такому заключению послужили многочисленные фактические наблюдения над весенним стоком и распределением его на малых водосборах. Очень интересный материал, с точки зрения характеристики распределения объемов половодий на малых водосборах, был получен в 1934—1936 гг. в итоге наблюдений на стоковой станции близ г. Дмитрова. По этим данным, в зависимости от особенностей микрорельефа, высота слоя стока половодья в 1935 г. колебалась от 18 мм в бассейне Михайлова оврага ($F = 3{,}22$ км²) до 180 мм в бассейне канавы выше моста ($F = 0{,}87$ км²) (табл. 8).

Таблица 8

Река	Створ	Номера водосборов	Площадь водосбора, км²	Слой стока половодья A, мм
Матуровка	Игнатовка	51	4,26	24
Михайлов овраг	Игнатовка	52	3,22	18
Матуровка	Мост	55	12,84	56
Березовка	Борисово	56	6,88	38
Березовка	Створ реки	59	15,98	43
Березовка	Дмитров	60	18,04	67
Канава	Мост	61	0,87	180
Хамиловка	Одинцово	62	12,88	43
Добрыня	Шилово	65	3,82	18
Матуровка	Игнатовка	71	7,82	30
Дуносек	Бирлово	77	4,09	46
Березовка	Мост	130	9,69	47
Хамиловка	Створ реки	135	16,37	42

§ 6. Схема районирования геоморфологического параметра B

Изучение гидрографов половодий на разных реках показало, что в зависимости от геоморфологических особенностей водосборов и, в частности, от степени расчлененности их максимальные расходы половодий могут сильно колебаться. Однако при построении интерполяционной формулы максимальных расходов выяснилось, что полностью законченной работы, характеризующей степень расчлененности речных водосборов

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Европейской территории СССР, не имеется. Не было также количественных характеристик, позволяющих оценить влияние расчлененности водосборов на величины максимальных расходов половодий. Поэтому при выводе интерполяционной формулы было решено получить эмпирическим путем необходимые поправочные коэффициенты и установить границы отдельных районов, характерных по степени расчлененности речных водосборов.

Численное значение этих поправочных коэффициентов для относительно малых водосборов первоначально было получено из составленной нами интерполяционной формулы (6), как не учтенный другими факторами остаток, путем деления фактического максимального расхода на вычисленный. После нанесения на карту полученных коэффициентов на Европейской территории СССР совершенно отчетливо обозначались две основные группы речных водосборов, отличающиеся друг от друга степенью расчлененности рельефа, а именно:

1) слабо расчлененные водосборы, обладающие большими регулирующими емкостями, для которых среднее значение поправочного коэффициента B, названного нами геоморфологическим параметром, принято равным 1,0;

2) сильно расчлененные водосборы, располагающие небольшими регулирующими емкостями, вследствие чего, в противоположность первой группе рек, гидрографы половодий имеют более острую форму, а геоморфологический параметр $B = 1{,}5$[1].

Полученная тесная зависимость максимальных расходов половодий от степени расчлененности речных водосборов очень наглядно иллюстрируется рис. 25, на котором изображена карта наиболее изученной центральной части Европейской территории СССР с нанесенными на нее значениями геоморфологического параметра B.

Из рис. 25 следует, что наименьшие значения геоморфологического параметра B около 1,0, согласно карте геоморфологического районирования СССР, составленной в 1939 г. Институтом географии Академии Наук СССР [33] под редакцией К. К. Маркова, соответствуют слабо расчлененным аккумулятивным формам рельефа, а наиболее высокие значения геоморфологического параметра B, в среднем около 1,5,— сильно расчлененному скульптурному рельефу. Для всей остальной части Европейской территории СССР геоморфологический

[1] Принятое нами деление речных водосборов по степени расчлененности их рельефа (всего лишь на две группы водосборов) следует рассматривать как первое приближение, требующее последующего уточнения.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

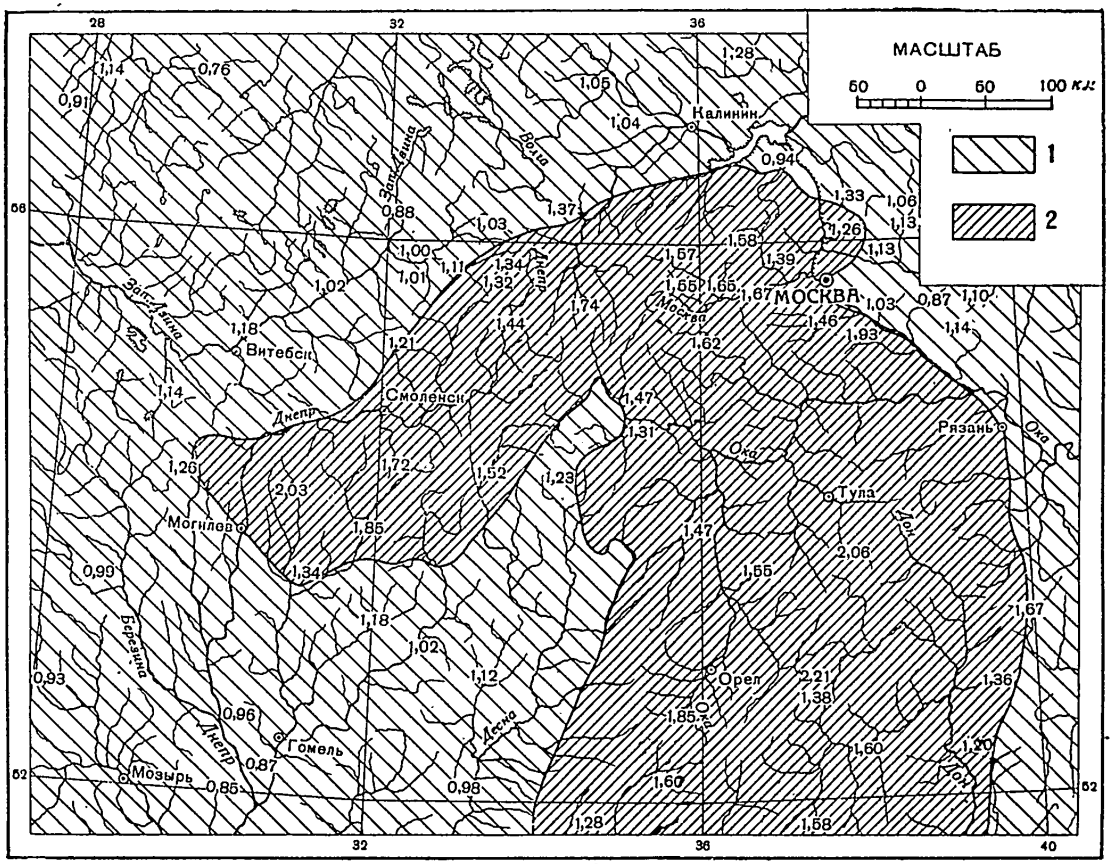

Рис. 25. Карта расчлененности речных водосборов центральной части Европейской территории СССР.

1 — слабо расчлененные водосборы рек; *2* — сильно расчлененные водосборы рек. Цифры на карте показывают вычисленные значения геоморфологического параметра *B*.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

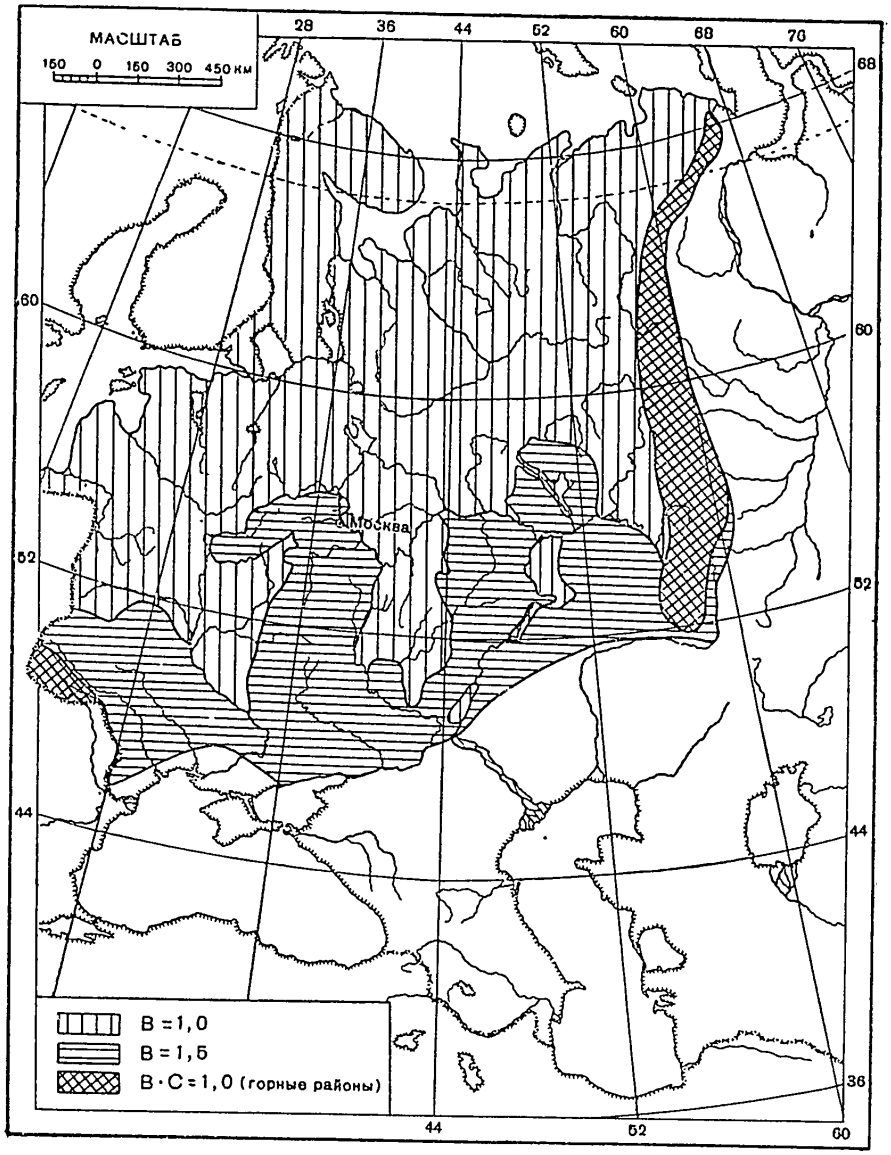

Рис. 26. Карта расчлененности речных водосборов.

параметр B также хорошо обрисовывает границу отдельных геоморфологических районов, повторив, в частности, характерные так называемые Днепровский и Донской выступы, представляющие собою обширные слабо расчлененные аллювиальные равнины.

Это дало основание на первом этапе нашей работы [34] построить карту геоморфологического параметра B, пользуясь

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

для этого вычисленными и измеренными максимальными расходами, а также предварительными данными по геоморфологическому районированию СССР.

В 1951 г. в связи с работами Института географии Академии Наук СССР представилось возможным уточнить ранее составленную нами карту геоморфологического параметра B, заменив ее картой расчлененности речных водосборов (рис. 26), полученной нами по новым данным.

На этой карте, так же как и раньше, нами выделены две основные группы районов, отличающиеся условиями стока талых вод — слабо расчлененные водосборы рек, для которых геоморфологический параметр $B = 1{,}0$, и сильно расчлененные водосборы рек, для которых $B = 1{,}5$.

На карте расчлененности речных водосборов особо обозначены области горного Урала и Карпат, для которых геоморфологический параметр, равный 1,0 (см. рис. 26), учитывает не только геоморфологические особенности горных водосборов, но также и направление фронта весеннего снеготаяния, происходящее здесь снизу вверх.

§ 7. Коэффициент неодновременности снеготаяния C

Неодновременность снеготаяния в различных частях водосбора, в частности различное направление движения весеннего снеготаяния, как было отмечено выше, может оказать заметное влияние на величины максимальных расходов половодий.

Однако количественный учет этого явления в интерполяционной формуле, из-за отсутствия необходимых наблюдений, производится с введением соответствующего эмпирического коэффициента C, полученного в итоге анализа и сопоставления фактических и вычисленных по формуле (7) величин максимальных расходов (с учетом геоморфологического параметра B). Это сопоставление показало, что применение интерполяционной формулы для больших рек, течение которых совпадает с направлением весеннего снеготаяния, дает соответствующие значения поправочных коэффициентов больше единицы и, наоборот, при движении снеготаяния в направлении, противоположном стоку,— меньше единицы (табл. 9 на стр. 190).

Для характеристики направления движения весеннего снеготаяния нами была использована карта дат весеннего перехода температуры воздуха через 0° (рис. 27), по которой были определены: средневзвешенная для водосбора дата перехода температуры через 0° — t_1 и дата перехода через 0° в гидрометрическом створе t_0. Разность t_1 и t_0 (с учетом соответствующего знака) была принята в качестве ориентировочной характе-

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

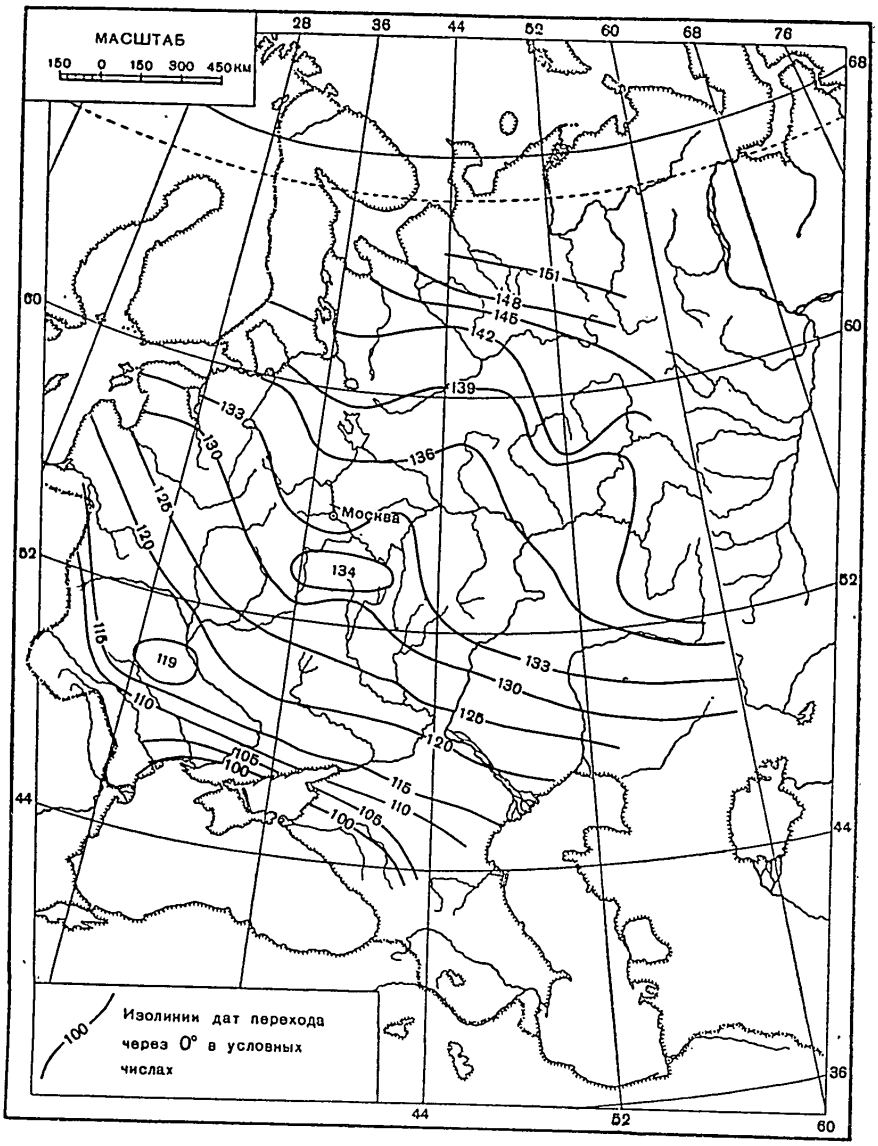

Рис. 27. Среднемноголетние даты весеннего перехода температуры воздуха через 0°.

ристики неодновременности и направления весеннего снеготаяния:

$$\Delta t = t_1 - t_0. \tag{8}$$

Зависимость эмпирического коэффициента C (отношение максимумов фактического и вычисленного), полученная по

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Таблица 9

Река	Створ	Площадь водосбора, км²	Даты перехода через 0°		$C=\frac{Q_{факт}}{Q_{выч}}$
			средняя по водосбору t_1	в створе t_0	
Движение снеготаяния совпадает с течением реки					
Пинега	Кулогоры	37 030	14/IV	18/IV	1,30
Великая	Пятиово	20 180	29/III	30/III	1,07
Молога	Весьегонск	31 510	5/IV	7/IV	1,14
Движение снеготаяния противоположно течению реки					
Западная Двина	Витебск	27 270	1/IV	29/III	0,79
Южный Буг	Подгурье	24 620	16/III	12/III	0,77
Северный Донец	Лисичанск	52 440	23/III	18/III	0,63
Сейм	Мутино	25 560	26/III	22/III	0,75

данным 64 рек с водосборами от $F = 10\,000$ км² и более, от величины Δt характеризуется соответствующим коэффициентом корреляции между Δt и C, оказавшимся равным $r = -0{,}74$.

При практическом пользовании интерполяционной формулой параметр C (в зависимости от Δt) можно определять по табл. 10.

Таблица 10

Δt, сутки	5	4	3	2	1	0	−1	−2	−3	−4	−5
Параметр C . . .	0,62	0,70	0,78	0,85	0,92	1,00	1,08	1,15	1,22	1,30	1,38

Глава III

ИНТЕРПОЛЯЦИЯ ИЗМЕНЧИВОСТИ МАКСИМАЛЬНЫХ РАСХОДОВ ПОЛОВОДИЙ

§ 1. Общие замечания

Разработка методов интерполяции коэффициентов изменчивости максимальных расходов воды половодий имеет большое практическое значение для определения максимальных расходов редкой повторяемости. Несмотря на это, в области

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

гидролого-географических обобщений вопрос интерполяции C_v максимальных расходов до сих пор мало изучен.

Большинство опубликованных работ по построению интерполяционных формул для коэффициентов вариации максимальных расходов, как, например, формулы М. Э. Шевелева, П. А. Ефимовича и С. В. Титова [35, 36], имеют региональный характер и основаны преимущественно на неоднородном по качеству исходном материале.

Д. Л. Соколовский [4] в своих работах по составлению норм расчета максимальных расходов воды практически отказался от интерполяции соответствующих величин коэффициентов изменчивости максимумов и ограничил свою задачу построением на картах изолиний рекомендуемого им параметра A различной обеспеченности.

А. В. Огиевский [11] для Украинской ССР и В. И. Мокляк [37] для Европейской территории СССР рекомендуют, при необходимости перехода от максимального расхода с обеспеченностью 2%, вычисленного по эмпирическим формулам, к расходам другой обеспеченности, пользоваться ориентировочными значениями переходных коэффициентов λ, которые вычислены на основании фактических данных об изменчивости максимальных расходов ряда рек.

§ 2. Исходные данные

В качестве исходного материала для интерполяции изменчивости максимальных расходов половодий нами были использованы имеющиеся данные о соответствующих коэффициентах изменчивости C_v, вычисленных по 180 створам.

При интерполяции C_v максимальных расходов особенно большое значение приобретает длительность периода гидрометрических наблюдений на реках, данные по которым были использованы для исследования изменчивости максимумов.

Для оценки надежности принимаемых к расчету значений коэффициентов изменчивости может служить выведенная С. Н. Крицким и М. Ф. Менкелем [38] следующая формула стандартной ошибки коэффициента изменчивости:

$$\sigma_{C_v} = \mp \frac{C_v \sqrt{1 + 3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}}. \qquad (9)$$

Согласно этой формуле, точность вычисления коэффициента изменчивости C_v зависит от длительности периода гидрометрических наблюдений n и от величины коэффициента изменчивости C_v. Например, при $n = 20$ лет для коэффициента

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

изменчивости $C_v = 0{,}20$ стандартная ошибка σ_{C_v} составит $\pm 0{,}034$ или $\pm 17\%$, а при коэффициенте изменчивости 0,80 (увеличение C_v в четыре раза) — соответственно 0,22 или 28%.

При изменении длительности периода гидрометрических наблюдений величина стандартной ошибки σ_{C_v} изменяется быстрее, чем при изменении величины C_v. Например, для $C_v = 0{,}20$ при $n = 20$ лет, согласно предыдущему, $\sigma_{C_v} = 17\%$, а при $n = 40$ лет (увеличение n в два раза) $\sigma_{C_v} = 11\%$.

Заметное изменение коэффициента изменчивости максимальных расходов рек в зависимости от длительности периода использованных наблюдений очень отчетливо было обнаружено в процессе подготовки исходного материала к настоящему исследованию. Например, по р. Миши у Картены коэффициент изменчивости $C_v = 0{,}31$, вычисленный за 14-летний период — с 1925 г. по 1938 г., при увеличении ряда до 20 лет (до 1944 г. включительно) увеличился до $C_v = 0{,}40$, т. е. на 30%.

Вычисление коэффициента изменчивости максимальных расходов р. Клязьмы у Павлова Посада, при изменении числа лет наблюдений с 16 до 28, привело к увеличению C_v с 0,47 до 0,58, т. е., примерно, на 20%.

Увеличение ряда максимальных расходов воды Москва-реки у Звенигорода с 20 лет до 31 года привело к уменьшению коэффициента изменчивости с 0,50 до 0,43, т. е. на 15%.

Кроме длительности периода наблюдений, на точность принимаемых к интерполяции величин коэффициентов изменчивости максимальных расходов оказывает заметное влияние также качество обработки стока и, в частности, надежность кривой расходов, использованной для вычисления максимумов.

Например, из-за неправильной экстраполяции кривой расходов р. Ветлуги у с. Воскресенского, дающей преуменьшение максимальных расходов для уровней выше 4,5 м над нулем графика, соответствующий коэффициент изменчивости оказался сильно преуменьшенным. Произведенное уточнение кривой расходов р. Ветлуги у с. Воскресенского (с использованием наблюдений у сел. Дубники) привело к увеличению среднего максимума на 14% и к повышению коэффициента изменчивости от $C_v = 0{,}25$ до $C_v = 0{,}39$, т. е. на 55%.

Следует отметить, что от некоторых данных о максимальных расходах половодий, опубликованных в «Материалах по режиму рек СССР», из-за ненадежности их, пришлось также отказаться. В томе IV «Материалов по режиму рек СССР» дается, например, следующая оценка данных по р. Усе у сел. Петрунь: «Экстраполяция кривой расходов в верхней части проведена графически без учета поймы, имеющейся в створе станции. Уточнение кривой, ввиду отсутствия подробных сведений

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

о размерах и очертании поймы, невозможно, и поэтому верхняя часть ее дает преуменьшенные значения максимальных расходов. Кривая расходов вследствие указанных обстоятельств ориентировочна».

Принимаемое в некоторых работах значение коэффициента изменчивости максимальных расходов р. Тим у Ново-Савинова (бассейн Дона), равное 0,23, является преуменьшенным не только за счет короткого периода наблюдений (13 лет), а главным образом из-за недостоверности максимальных расходов, вычисленных по кривой расходов, экстраполяция которой была произведена по расходам главного русла, без учета расходов поймы.

Приведенные примеры показывают, насколько значительно влияние на величину соответствующих коэффициентов изменчивости длительности и периода наблюдений и качества вычисления максимальных расходов. Поэтому в настоящей работе, в качестве исходных данных, были использованы наиболее надежные ряды максимумов по 180 створам рек, относящиеся к периодам наблюдений не менее, чем в 13—15 лет. Характеристика исходных материалов по длительности периодов наблюдений приведена в табл. 11.

Таблица 11

Длительность периода наблюдений	До 20 лет включительно	От 21 года до 30 лет	От 31 года до 40 лет	Больше 40 лет	Всего
Количество створов	110	33	12	25	180

§ 3. Основные интерполяционные характеристики изменчивости максимальных расходов половодий

а) Об учете водосборной площади

Во многих интерполяционных формулах коэффициентов изменчивости максимальных расходов размер площади водосбора принимается как обязательная интерполяционная характеристика (П. А. Ефимович и С. В. Титов, М. А. Шевелев и др.). Теоретическое обоснование уменьшения изменчивости расходов воды с увеличением размера водосборной площади впервые произведено С. Н. Крицким и М. Ф. Менкелем [39] и П. А. Ефимовичем [40]. С. Н. Крицкий и М. Ф. Менкель пришли к выводу, что при одинаковых гидрологических условиях коэффициент изменчивости величин стока будет зависеть от степени синхронности между стоком рассматриваемого

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

створа и стоком частных водосборов, входящих в состав данного водосбора, т. е.

$$C_v = C_{v_\Delta}\sqrt{r}, \qquad (10)$$

где C_{v_Δ} — коэффициент изменчивости элементарного водосбора;

r — коэффициент корреляции, характеризующий синхронность величин стока рассматриваемых водосборов.

Учитывая, что между величинами стока полной синхронности не наблюдается, т. е. всегда $r<1$, и что с ростом площади водосбора степень синхронности стока обычно уменьшается (уменьшение r), то, согласно формуле (10), изменчивость больших рек должна быть меньше изменчивости малых рек.

Найденная С. Н. Крицким и М. Ф. Менкелем закономерность уменьшения изменчивости величин стока с ростом водосборной площади требует однородности гидрологических условий.

Рассмотрение фактических данных показало, что уменьшение коэффициента изменчивости максимальных расходов с увеличением водосборной площади рек настолько невелико, что практически выявить эту закономерность оказалось невозможным.

Просмотр и сопоставление величин коэффициентов изменчивости максимальных расходов половодий, вычисленных для водосборов размером от элементарных площадок стоковой станции до рек с водосборами в 50 000 км², подтверждают сказанное. Например, коэффициент изменчивости максимальных расходов с элементарной площадки в Собакино с площадью водосбора в 0,1 км², вычисленный по короткому ряду в восемь лет, и коэффициент изменчивости Москва-реки у Бабьегородской плотины ($F = 8170$ км²), вычисленный за те же годы, оказались почти одинаковыми: для элементарной площадки C_v=0,64, для Москва-реки C_v= 0,60.

Из табл. 12 видно, что коэффициенты изменчивости максимальных расходов воды некоторых рек, находящихся примерно в однородных климатических условиях, не зависят от размера водосборной площади.

Хотя в составленных ранее формулах коэффициента изменчивости выявлялась некоторая зависимость его от размера водосборной площади, однако это можно объяснить малой репрезентативностью статистических выборок коэффициентов изменчивости, принятых при выводе соответствующих формул. Это замечание в равной мере относится и к нашей интерполяционной формуле коэффициента изменчивости, опубликованной в 1949 г. [34] и составленной по статистической выборке, состоящей из 57 членов, в которой отдельные климатические районы были представлены недостаточно полно.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Таблица 12

Река	Створ	Площадь водосбора, км²	Число лет наблюдений	Коэффициент изменчивости, C_v
	Реки Белого и Баренцова морей			
Н. Солза	Сухие пороги . . .	1 240	17	0,24
Немь	Красноярск	4 500	14	0,24
Вага	Власовская	30 340	29	0,24
Вага	Леховская	42 930	28	0,24
Мезень	Малонисогорская	55 590	24	0,26
	Реки Балтийского моря			
Тихвинка	Горелуха	2 030	61	0,38
Мста	Бехово	5 100	41	0,38
Шелонь	Заполье	6 800	17	0,35
Ловать	Холм	14 660	18	0,37
	Реки Каспийского моря			
Цна	Старый Спас . . .	717	18	0,51
Ока	Калуга	54 900	69	0,49
Молома	Щетинники	9 700	17	0,26
Ветлуга	Воскресенское . . .	35 050	38	0,39
	Реки Черного моря			
Птичь	Лучицы	8 770	36	0,62
Березина	Бобруйск	20 240	56	0,58
Сож	Гомель	38 860	40	0,67
	Реки Азовского моря			
Карповка	Кривомузгинская	1980	25	0,84
Чир	Обливская	8540	24	0,82

Следует также отметить, что некоторые авторы интерполяционных формул максимальных расходов воды половодий в свое время также отказались от учета влияния площади водосбора на изменчивость максимумов. Например, А. В. Огиевский и В. И. Мокляк [11, 37] величины переходных коэффициентов λ рекомендуют принимать без учета размера водосборной площади рек. Д. Л. Соколовский рекомендуемые им значения параметра A различной обеспеченности дает в виде соответствующих карт с изолиниями, не зависящими от площади водосбора рек.

В соответствии с изложенным выше, при интерполяции коэффициентов изменчивости максимальных расходов половодий, учет площади водосбора рек является не обязательным.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

б) Влияние климатических факторов на изменчивость максимальных расходов воды

Влияние климатических факторов на изменчивость максимальных расходов половодий в настоящее время считается общепризнанным. Наличие связи между C_v максимальных расходов и климатическими условиями отдельных районов хорошо иллюстрируется величинами коэффициентов изменчивости, которые на севере Европейской равнины составляют 0,25—0,30, а на юге 0,80—1,0.

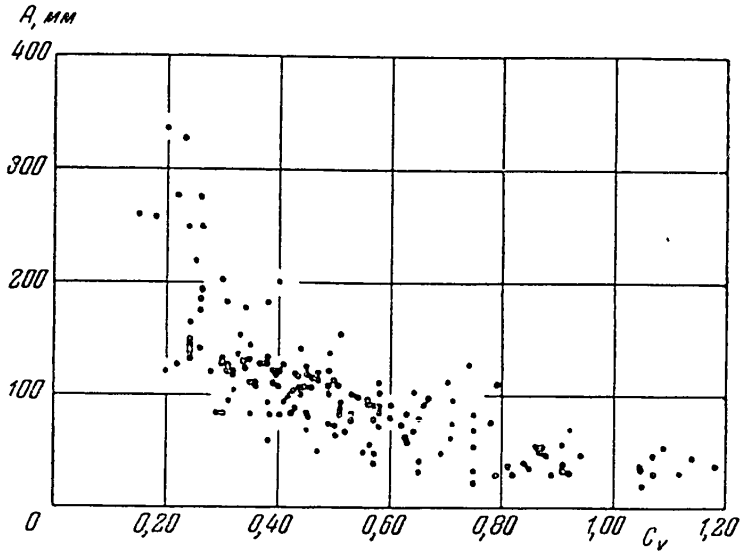

Рис. 28. График зависимости коэффициентов изменчивости максимальных расходов половодий C_v от величин среднемноголетнего стока половодий A, мм.

Сопоставляя между собою значения коэффициентов изменчивости максимальных расходов половодий C_v и величины среднемноголетних объемов весеннего стока A, можно отметить рост C_v с уменьшением A (рис. 28). Надо иметь в виду, что среднемноголетние объемы стока весеннего половодья представляют собою очень важную климатическую характеристику, в которой одновременно суммируются такие элементы, как запасы воды в снежном покрове и потери талой воды на испарение и инфильтрацию.

Физический смысл найденной зависимости между изменчивостью максимумов и величиной среднемноголетнего стока половодий представляется совершенно очевидным. В данном случае объемы талого стока, при однообразных условиях снеготаяния, можно рассматривать как естественный регулятор

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

колебаний максимальных расходов воды, обусловленный тем, что в районах с большими, ежегодно повторяющимися, снегозапасами (например, север ЕТС), даже в случае больших потерь на испарение и инфильтрацию, исключается возможность появления на реке исключительно низких максимумов. Совершенно иначе формируются максимальные расходы воды половодий в районах, отличающихся часто повторяющимися малыми снегозапасами и большими потерями на испарение и инфильтрацию. К таким районам могут быть отнесены юг и юго-восток Европейской территории СССР, где сочетание относительно малых снегозапасов с большими потерями талого стока периодически приводит к практически нулевым значениям максимальных расходов воды (например. рр. Карповка, Б. и М. Узень и др.).

Однако изменчивость максимальных расходов воды половодий зависит не только от объемов весеннего стока, но и от других климатических факторов, обусловливаемых интенсивностью процессов снеготаяния и стока.

Например, сопоставляя коэффициенты изменчивости максимальных расходов половодий рек горных районов бассейнов Днестра и Прута и северных равнинных рек бассейнов Белого и Баренцова морей, для которых средние объемы половодий примерно одинаковы (около 150 мм), можно отметить, что коэффициент изменчивости на юге достигает 0,60—0,70, т. е. в 2—3 раза больше, чем на севере.

Сравнивая изменчивость максимальных расходов рек района Валдайской возвышенности и рек района Средне-Русской возвышенности, можно установить, что при примерно одинаковых объемах половодий (80—120 мм) коэффициенты изменчивости C_v на Валдае составляют 0,30—0,35, в то время как соответствующие значения C_v в верховьях бассейнов Оки и Дона равны 0,50—0,55. Меньшая изменчивость максимальных расходов половодий, наблюдаемая на северо-западе Европейской территории СССР, по сравнению с центральными и юго-восточными районами ЕТС, объясняется влиянием влажных и теплых атлантических течений, смягчающих процессы снеготаяния и исключающих появление резких аномалий, свойственных континентальному климату.

§ 4. Карта изолиний коэффициентов изменчивости максимальных расходов половодий

Нанесение на карту вычисленных по фактическим материалам коэффициентов изменчивости максимальных расходов половодий показало на закономерное изменение C_v по территории и на возможность построения соответствующих изолиний (рис. 29).

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

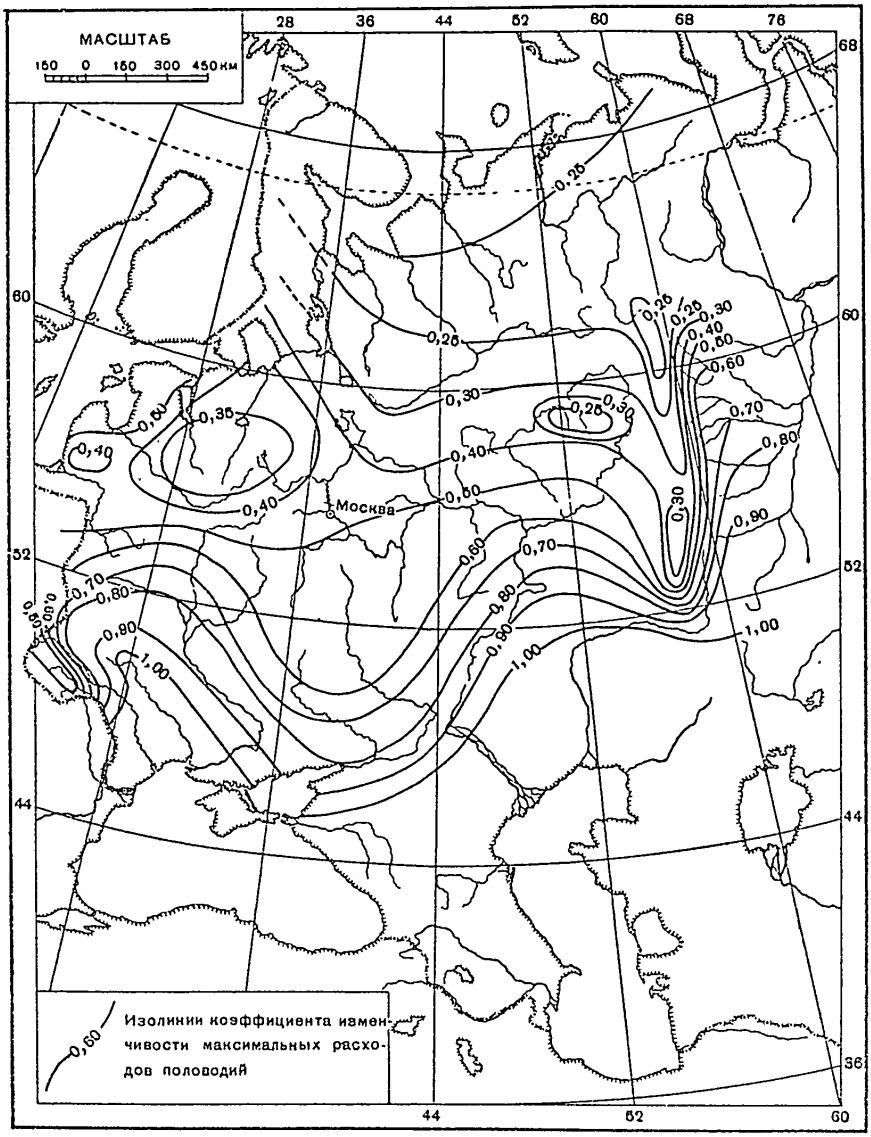

Рис. 29. Карта изолиний коэффициента изменчивости максимальных расходов половодий.

Коэффициенты изменчивости максимальных расходов воды половодий рек Европейской части СССР колеблются от C_v = = 0,20 в горных районах Северного Урала до C_v = 1,0 на юге — в Сыртовом Заволжье и в Сальских степях.

Распределение изолиний коэффициентов изменчивости по территории хорошо отражает климатические особенности

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

весеннего периода, свойственные различным географическим районам.

Наиболее низкие коэффициенты изменчивости максимальных расходов половодий 0,20—0,30 имеются на севере Европейской равнины (севернее 60° северной широты) и в горных районах Урала, где наблюдаются наибольшие снегозапасы и продолжительное снеготаяние, часто сопровождаемое дождливой погодой. Коэффициенты изменчивости 0,35—0,40 наблюдаются на северо-западе ЕТС, в бассейне Балтийского моря, где условия снеготаяния и формирования максимумов, как указывалось выше, связаны с влиянием морского климата Атлантики. Для прибрежной части этого района очень характерно повышение C_v с 0,35—0,40 до 0,50—0,55, обусловленное наблюдаемыми здесь частыми предвесенними оттепелями, из-за которых в некоторые годы гидрографы половодий имеют несколько относительно небольших пиков.

На юге Европейской части СССР могут быть отмечены два района с очень высокими значениями C_v от 0,70 до 1,0; один из них расположен на юго-западе Украинской ССР, второй — на юго-востоке ЕТС, к последнему относятся нижний Дон и южное Поволжье.

Большая изменчивость максимумов на юго-западе, при относительно небольших снегозапасах, объясняется медленным ходом весны, частыми оттепелями и большими потерями талой воды на испарение и инфильтрацию, снижающими максимальные расходы. С другой стороны, относительно близкое расположение рассматриваемого района к южным морям обусловливает в некоторые годы быстрое наступление весны, сопровождающееся высокими температурами воздуха и интенсивным снеготаянием, с образованием на реках очень высоких максимумов.

Высокие значения коэффициентов изменчивости максимумов на юго-востоке ЕТС, при относительно стабильных климатических условиях, обусловливаются главным образом количеством талой воды в период половодья. Это хорошо иллюстрируется сопоставлением между собою коэффициентов изменчивости максимальных расходов и объемов стока половодий, которое показывает для юго-востока близкие значения C_v максимумов и C_v объемов, причем для других районов ЕТС отмечается большее расхождение между соответствующими величинами C_v (табл. 13).

Изменчивость максимальных расходов половодий центрального района ЕТС, находящегося под переменным воздействием климата Атлантики и континента, характеризуется соответственно этому промежуточными значениями C_v и колеблется от 0,40 до 0,60.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Таблица 13

Река	Створ	Коэффициенты изменчивости C_v		Отношения (1) к (2)
		максимумов (1)	объемов (2)	
Юго-восток ЕТС				
Б. Узень	Новоузенск	0,85	0,83	1,02
Бузулук	Байгоровка	0,80	0,80	1,00
Чир	Обливская	0,94	1,03	0,91
Волчья	Васильковка	0,89	0,81	1,09
Другие районы				
Москва-река	Звенигород	0,43	0,33	1,30
Ока	Белев	0,49	0,38	1,28
Андога	Олоховец	0,34	0,25	1,35
Б. Сосна	Елец	0,56	0,39	1,45

Следует отметить сделанную Д. Л. Соколовским [41] попытку построения для Европейской территории СССР карты изолиний коэффициентов изменчивости максимальных расходов половодий. К сожалению, эта карта, построенная по недостаточному в то время фактическому материалу, оказалась для некоторых районов очень приближенной.

Построенная нами карта коэффициентов изменчивости максимальных расходов так же, как и карта среднемноголетнего стока половодий, не может быть использована в расчетах максимальных расходов малых водосборов (примерно, меньше 100 км²) вследствие неравномерного залегания снега на очень малых площадях. С этой точки зрения весьма характерны данные, полученные Б. Б. Леонтьевским в результате обработки фактических наблюдений над проходом высоких вод через мосты и трубы, расположенные в степной полосе юго-востока ЕТС. По этим наблюдениям коэффициенты изменчивости максимальных расходов воды по 30 сооружениям, имеющим наблюдения свыше 15 лет, колебались от $C_v = 0{,}35$ до $C_v = 0{,}90$.

Наблюдаемая по некоторым балкам малая изменчивость максимальных расходов воды связана с надуванием в балки даже в малоснежные зимы больших масс снега, которые сильно уменьшают многолетнюю амплитуду колебаний максимальных расходов, снижая тем самым величины вычисленных коэффициентов изменчивости. Это подтверждается наблюдениями на

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Дубовской станции, которые показали, что зимою 1950 г. все находящиеся вблизи балки были полностью занесены снегом. Г. Д. Рихтер [42], ссылаясь на наблюдения Нефедова, приводит пример, когда на Кузнецком опытном поле в Саратовской области около 20% всего снега сдувалось с полей в овраги, где образовались огромные снежные сугробы.

§ 5. Об учете влияния агролесокультурных мероприятий на величины максимальных расходов воды снеговых половодий

Изложенной выше методикой расчета максимальных расходов снеговых половодий, основанной на использовании материалов фактических гидрологических наблюдений, производившихся в прошлые годы, естественно, не учитывается того изменения максимальных расходов половодий, которое происходит в результате производственной деятельности человека, направленной на преобразование природы. Осуществляемые в нашей стране грандиозные работы по созданию полезащитных лесонасаждений, внедрению травопольных севооборотов, снегозадержанию на полях, устройству прудов и водоемов в степных и лесостепных районах, а также строительство величайших гидроузлов на Волге, Дону, Днепре и Аму-Дарье, крупнейших судоходных каналов, оросительных и обводнительных систем заметно изменят климат на огромной территории многих областей СССР.

Изменения климата, которые произойдут в результате осуществления названных работ, выразятся в общем увлажнении его — в увеличении поступления атмосферных осадков и в заметном уменьшении непроизводительных потерь их на непродуктивное испарение и неэффективное глубокое просачивание. Особенно значительные изменения произойдут в гидрологическом режиме степных и лесостепных рек. Эти изменения прежде всего скажутся в заметном уменьшении весеннего стока рек и в повышении меженного стока, что будет обусловлено ростом грунтового питания рек. Уменьшение поверхностного весеннего стока произойдет в результате создания полезащитных лесных полос, снегозадержания на полях и внедрения травопольной системы земледелия, которые существенным образом изменят инфильтрационные (влагопоглотительные) свойства почв.

И. П. Сухарев [43], основываясь на данных наблюдений, проводимых в Каменной степи, считает, что лесные полосы уменьшают весенний сток в 1,5—2 раза по сравнению со степными водосборами. По его данным, коэффициенты стока степных балок Осиновой, Красной и Степной колебались от 0,54

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

до 0,60, в то время как коэффициент стока Лесной балки, облесенной на 6%, составлял 0,32, а балки Селекцентр, облесенной на 18%, 0,16.

Г. Д. Рихтер [44], касаясь мероприятий, предусмотренных Сталинским планом преобразования природы; придает большое значение организованному воздействию на снежный покров — задержанию и накоплению на полях снега. По его данным, снегозадержание уменьшает глубину промерзания почвы и повышает инфильтрацию талой воды. Наблюдения на Придеснинской овражной станции показали, что при высоте снежного покрова в 46 см глубина промерзания почвы была 61 см, а коэффициент стока 0,96; при высоте снега в 84 см, глубина промерзания почвы составляла 12 см, а коэффициент стока всего лишь 0,32.

И. А. Кузник, изучая формирование поверхностного стока, получил весьма интересные данные, характеризующие условия инфильтрации на целине и на пашне. По его данным, при уклоне местности 0,04 коэффициент стока на целине составил 0,33, на пашне с бороздами вдоль склона 0,05 и на пашне, распаханной поперек склона — всего лишь 0,006.

В. Р. Вильямс [45] указывал, что при травопольной системе земледелия комковатая структурная почва, обладающая большой влагопоглотительной способностью, обеспечивает возможность использования до 85% годового количества осадков. Высокая влагопоглотительная способность комковатой структурной почвы сохраняется и в зимний период, благодаря чему во время весеннего снеготаяния уменьшаются непроизводительные потери талой воды.

Все сказанное выше о большом водорегулирующем значении агролесокультурных мероприятий не оставляет сомнения в необходимости строгого учета влияния этих мероприятий в расчетах максимальных расходов воды половодий. Несмотря на то, что уменьшение весеннего стока и максимальных расходов, происходящее в результате проводимых в речном водосборе работ, является общепризнанным, тем не менее количественная оценка этого изменения в настоящее время встречает значительные затруднения. При оценке размера снижения максимальных расходов воды половодий основным затруднением является отсутствие необходимых для этого данных натурных наблюдений и опытов, соответствующих различным условиям ландшафта, естественного увлажнения и состояния почвы и погоды во время снеготаяния. Известно, что систематические наблюдения за водорегулирующей ролью лесных полос производились лишь в Каменной степи Институтом земледелия им. Докучаева и гидрогеологической станцией Министерства геологии [46]. Практически эти весьма ценные

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

наблюдения, охватывающие многолетний период, являются пока единственным материалом, на основе которого представляется возможным произвести примерные расчеты изменения размера поверхностного весеннего стока и максимальных расходов воды.

М. И. Львович [46], рассматривая гидрометеорологическое действие лесных полос, приводит следующие фактические данные о размере поверхностного весеннего стока по балкам Каменной степи (табл. 14).

Таблица 14

Характеристика	Балки			
	Основная	Степная	Лесная	Селекцентр
Площадь водосбора, км²	24,7	2,09	1,76	0,72
Число лет наблюдений	12	9	13	11
Водосбор	Степной, имеется пять прудов	До 1940 г. степной, после— на 2,3% облесен	Лесные полосы 6%	Облесен [1] на 18%
Поверхностный весенний сток за период наблюдений, мм	58	50	37	19
То же, приведенный к 16-летнему периоду, мм	68	61	41	14

Основываясь на данных табл. 14 (исключив из рассмотрения балку Селекцентр, как сильно залесенную), в качестве ориентировочной среднемноголетней величины уменьшения поверхностного стока весною, происходящего в результате проведения всего комплекса агролесокультурных работ, может быть принято для Каменной степи округленно 20 мм, или около 30% многолетней нормы весеннего стока. Признавая приближенность величины в 20 мм, все же ее можно рекомендовать в качестве ориентировочной расчетной характеристики уменьшения весеннего поверхностного стока и для других степных и лесостепных районов Европейской части СССР. Учитывая большую изменчивость поверхностного весеннего стока в юж-

[1] По данным И. П. Сухарева [43].

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

ных степных районах ЕТС, где в засушливые годы весенний сток практически полностью отсутствует, средняя многолетняя расчетная величина снижения поверхностного стока для этих районов оказалась несколько меньшей, чем для других районов.

Произведенные для некоторых водосборов расчеты снижения поверхностного стока за весенний период привели к следующим результатам, сведенным в табл. 15.

Таблица 15

Река	Створ	Площадь водосбора, км²	Число лет	Весенний сток, мм		Проц. уменьшения стока
				норма	с учетом мероприятий	
Ока	Орел	4890	55	87	67	23
Свияга	Выропаевка	3320	23	54	34	37
Карповка	Кривомузгинская	1980	25	40	24	40
Б. Узень	Новоузенск	7480	41	34	19	44
Казенный Торец	Райское	936	18	37	20	46
Цымла	Ново-Цимлянская	2740	16	24	9	60

Полученные выше средние величины снижения поверхностного весеннего стока нельзя рассматривать как преувеличенные, так как известны годы, когда при очень больших зимних снегозапасах, благодаря наличию благоприятных для инфильтрации условий, поверхностного стока вовсе не наблюдалось. Примером этому может служить весна 1950 г., когда на Дубовской стоковой станции в Сальских степях запасы воды в снеге по десяти водосборам к началу снеготаяния достигали 76—106 мм, в то время как поверхностный сток составил всего лишь 0,1—1,2 мм, т. е. отсутствовал.

В соответствии с этими данными для предварительных расчетов может быть принято приведенное в табл. 16 снижение среднемноголетнего весеннего стока (в процентах от нормы), которое дано в предположении, что агролесокультурные мероприятия проводятся на всей площади речного водосбора. Если же мероприятия охватывают не всю площадь водосбора, а только часть ее, то в данные табл. 16 должны быть введены соответствующие поправки.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Таблица 16

Среднемноголетний сток весеннего периода A, мм, определяемый по карте рис. 24	100	80	60	40	30—25
Процент снижения среднемноголетнего стока после проведения агролесокультурных работ	20	25	33	40	50

Так как в нашей формуле $\overline{q}_м = \frac{2{,}5ABC}{\sqrt[3]{F}\sqrt{f_1 f_2}}$ среднемноголетний максимальный расход изменяется в зависимости от величины весеннего стока A, то приведенные в табл. 16 данные снижения стока могут быть распространены также и на среднемноголетние максимальные расходы воды.

Проведение агролесокультурных мероприятий в степных и лесостепных районах значительно повысит изменчивость как объемов весеннего стока, так и максимальных расходов половодий. Примером повышения изменчивости весеннего стока могут служить вычисленные нами путем введения соответствующих поправок на агролесокультурные мероприятия величины измененного стока. По этим данным после проведения агролесокультурных работ сильно возрастет число лет, когда поверхностного стока весною вовсе не будет наблюдаться (табл. 17).

Таблица 17

Река	Створ	Число лет наблюдений	В том числе годы без поверхностного весеннего стока	
			за прошлый период	то же с учетом мероприятий
Свияга	Выропаевка	23	0	8
Карповка	Кривомузгинская	25	4	9
Б. Узень	Новоузенск	41	9	19
Казенный Торец	Райское	18	2	7
Цымла	Ново-Цимлянская	16	3	10

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

В табл. 18 сопоставлены коэффициенты изменчивости объемов весеннего стока, вычисленные по данным фактических наблюдений за прошлые годы, и коэффициенты изменчивости, вычисленные для тех же рек, по которым фактические величины весеннего стока были соответственно уменьшены.

Таблица 18

Река	Створ	Число лет	Коэффициенты изменчивости		Отношение $\frac{C'_v}{C_v}$
			за прошлый период, C_v	то же с учетом мероприятий	
Свияга	Выропаевка	23	0,59	0,94	1,59
Карповка	Кривомузгинская	25	0,76	1,07	1,41
Б. Узень	Новоузенск	41	0,83	1,17	1,41
Казенный Торец	Райское	18	0,80	1,34	1,68
Цымла	Ново-Цымлянская	16	0,88	1,49	1,69

Как видно из табл. 18, полученные соотношения коэффициентов изменчивости C'_v и C_v объемов весеннего стока для всех рек оказались примерно одинаковыми.

Если учитывать установленную в § 3 и 4 настоящей главы зависимость коэффициентов изменчивости максимальных расходов половодий от нормы весеннего стока A и соответствующих коэффициентов изменчивости весеннего стока (особенно тесной для южных и юго-восточных районов ЕТС), приведенные в табл. 18 данные роста коэффициентов изменчивости весеннего стока (в измененных условиях) могут быть отнесены также и к коэффициентам изменчивости максимальных расходов и половодий.

Основываясь на этом в предварительных расчетах максимальных расходов воды рек, в водосборах которых осуществлен весь комплекс агролесокультурных мероприятий, соответствующие коэффициенты изменчивости C_v, вычисленные за прошлый период наблюдений по фактическим данным, или снятые с карты изолиний C_v (рис. 29), должны быть увеличены округленно в 1,4—1,6 раза (см. табл. 19).

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Таблица 19

Коэффициенты изменчивости C_v максимальных расходов, вычисленные или снятые с карты рис. 29	0,60	0,70	0,80	0,90	1,00
То же, с учетом агролесокультурных мероприятий C'_v	0,85	1,00	1,10	1,40	1,60

Для иллюстрации могущих быть изменений в величинах максимальных расходах половодий различной обеспеченности нами в соответствии с данными, рекомендованными в табл. 16 и 19, были сопоставлены максимальные расходы, вычисленные с учетом и без учета агролесомелиоративных мероприятий. Результаты этого сопоставления показали, что наибольшее уменьшение максимальных расходов, при полном развитии агролесомелиоративных работ, произойдет для расходов частой повторяемости. Например, для обеспеченности 10% уменьшение максимального расхода будет колебаться примерно от 20% в районе Самарского Заволжья, до 45% — в Сальских степях; для обеспеченности 1% процент снижения максимальных расходов воды заметно уменьшится и будет составлять 10% в Заволжье и 20% в Сальских степях.

Что касается катастрофически высоких расходов обеспеченностью 0,1%, то произведенные нами примерные расчеты показали, что уменьшения этих расходов для большой части степных и лесостепных районов ЕТС не произойдет. Исключение составят лишь самые засушливые районы юга, с нормой весеннего стока не более 25—30 мм, где уменьшение катастрофических максимумов будет 10—15%. Отмеченное выше относительно небольшое снижение максимальных расходов воды редкой повторяемости может быть объяснено тем, что формирование очень высоких максимумов в степных реках происходит не только из-за весьма больших снегозапасов и дружного снеготаяния но также и из-за сильного уменьшения инфильтрационных свойств почвы, обусловленного обильным осенне-зимним увлажнением и образованием на поверхности ледяной корки.

Примером большого влияния осенне-зимнего увлажнения на величины максимальных расходов может служить весна 1951 г. в Сальских степях. Наблюдения на Дубовской стоковой

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

станции показали, что образование очень высоких расходов в этом году при малых запасах воды в снеге обусловливалось образованием ледяной корки на поверхности водосборов и глубоким промерзанием сильно увлажненной почвы, исключающими инфильтрацию талой и дождевой воды.

Произведенные нами расчеты снижения максимальных расходов воды, составленные по далеко недостаточному исходному материалу, следует рассматривать только как первое приближение, требующее последующего уточнения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изложенную выше методику расчета максимальных расходов воды снеговых половодий следует рассматривать как один из этапов развития исследовательских работ по гидрологии, имеющих своим назначением удовлетворение запросов гидротехнической практики.

Основные выводы настоящей работы, полученные в результате использования обширного материала гидрологических наблюдений на реках, по мере накопления нового фактического материала натурных наблюдений и опытов, должны быть подвергнуты дальнейшему уточнению и развитию. Совершенствование предложенной методики должно состоять в критическом пересмотре выбранных нами главнейших интерполяционных характеристик максимальных расходов воды, вошедших в формулу в виде различных параметров, и в уточнении влияния, оказываемого на величины максимальных расходов воды каждым из принятых параметров.

Особое внимание в дальнейшей работе должно быть обращено на составление обоснованных наблюдениями практических рекомендаций по учету тех изменений в величинах максимальных расходов половодий, которые произойдут в результате внедрения травопольной системы земледелия, проведения работ по снегозадержанию на полях и полезащитного лесонасаждения, а также строительства прудов и водоемов, т. е. всего комплекса мероприятий, входящих в Сталинский план преобразования природы в степных и лесостепных районах.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Приложение 1

ПРИМЕР ВЫЧИСЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ МАКСИМАЛЬНЫХ РАСХОДОВ

Требуется определить параметры кривой обеспеченности максимальных расходов половодий р. Свияги у сел. Ивашевки. Фактических данных о максимальных расходах воды в рассматриваемом створе р. Свияги не имеется.

Исходные данные для основной расчетной формулы (7) составляют:

1. Объем стока половодья согласно карте (см. рис. 24):

$$A = 65 \text{ мм}.$$

2. Геоморфологический параметр B согласно карте (см. рис. 26):

$$B = 1{,}50.$$

3. Коэффициент C, учитывающий неодновременность и направление снеготаяния, первоначально определяется по формуле (8), а затем по табл. 10. Согласно карте (см. рис. 27) дата перехода температуры воздуха — через 0°, средняя по водосбору р. Свияги t_1 и в рассматриваемом створе t_0 совпадают и приходятся на 135-е число, т. е. $\Delta t = t_1 - t_0 = 0$.

При $\Delta t = 0$ согласно табл. 10 $C = 1{,}00$.

4. Площадь водосбора р. Свияги у сел. Ивашевки составляет $F = 8060$ км².

5. Коэффициент лесистости f_1 определяется по формуле (4), в которой коэффициент состава лесных насаждений, при преобладании лиственных пород, принят $\alpha = 0{,}50$, а относительная лесистость, определенная по карте, составила $\beta = 0{,}10$. Тогда коэффициент лесистости равен:

$$f_1 = 1 + \alpha\beta = 1{,}05.$$

6. Болота в бассейне р. Свияги практически отсутствуют, т. е. $\gamma = 0$. Тогда коэффициент заболоченности согласно формуле (5) равен:

$$f_2 = 1 + \gamma = 1{,}00.$$

Подставляя в формулу (7) численные значения входящих в нее параметров, получим величину среднемноголетнего максимального модуля стока:

$$\overline{q}_{\text{макс}} = \frac{2{,}5\,ABC}{\sqrt[8]{F}\sqrt{f_1}\,f_2} = 77 \text{ л/сек км}^2.$$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Среднемноголетний максимальный расход р. Свияги у сел. Ивашевки:

$$Q_{\text{макс}} = \frac{\overline{q}F}{1000} = 620 \text{ м}^3/\text{сек}.$$

Коэффициент изменчивости максимальных расходов воды р. Свияги у сел. Ивашевки согласно карте (см. рис. 29) равен:

$$C_v = 0{,}70.$$

Коэффициент асимметрии принимается по нормативным данным $C_s = 2C_v = 1{,}40$.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

ИСПОЛЬЗОВАННЫЙ ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ И СОПОСТАВЛЕНИЕ МАКСИ

№ п/п	Река	Створ	Площадь водосбора, км²	Период использованных наблюдений
				Бассейн Баренцова и
1	Печора	Якша	9990	1914—1944
2	Печора	Н. Зауголок	11660	1915—1919, 1921, 1927—1935
3	Печора	Троицко-Печорск .	35440	1914—1924, 1926—1939
4	Волосница	Волосницкий кордон	304	1915—1917, 1927—1928, 1930—1932, 1934—1935
5	Ылыч	Максимово	9400	1916—1921, 1929—1934, 1936—1944
6	Масляна	Локтево	212	1927—1937
7	Вологда	Молочное	1210	1932, 1936—1944
8	Вычегда	Парч	15690	1929—1935
9	Вычегда	Н. Кужба	26500	1930—1944
10	Вага	Власовская	30340	1914—1918—1921—1944
11	Вага	Леховская	42930	1915—1925, 1928—1944
12	Пинега	Кулогоры	37030	1915—1922, 1924—1925, 1927—1944
13	Вымь	Бож-ю-дор.	11200	1927—1932, 1934
14	Юг	Подосиновая . . .	15260	1931—1942, 1944
15	Сухона	Гремячево	50150	1881—1920, 1922—1935
16	Пемь	Краснояр	4500	1930—1932, 1934—1944
17	Мезень	Молонисогорская .	55590	1921—1944
18	Н. Солза	Сухие пороги . . .	1240	1928—1944
				Бассейн
19	Мга	Горы	709	1933—1941
20	Тосно	Рубежи	1210	1916—1919, 1922—1932, 1934, 1939—1941
21	Ижора	Колпино	1160	1914—1923, 1939—1941
22	Оломка	Чимилицы	1070	1926—1941
23	Тихвинка	Горелуха	2030	1881—1936, 1938—1942
24	Сязь	Яхново	6230	1911—1924, 1926—1936, 1938—1942
25	Ивина	Иломанча	857	1933—1939
26	Оять	Шангиничп	4930	1935—1939
27	Паша	Дуброво	3910	1935—1942
28	Паша	Часовенское	5710	1935—1942
29	Воложба	Воложба	1200	1936—1942 1924—1926, 1928—1935 1938—1941

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Приложение 2

МАЛЫХ МОДУЛЕЙ СТОКА, НАБЛЮДЕННЫХ И ВЫЧИСЛЕННЫХ ПО ФОРМУЛЕ

Число лет	$\bar{Q}_{макс}$, м³/сек	$\bar{Q}_{мод}$, м³/сек	$\delta = \frac{\bar{Q}_м}{\bar{Q}_н}$	A, мм	B	C	Коэффициент лесистости f_1	Коэффициент заболоченности f_2	C_v	$\bar{q}_{макс}$ фактич., л/сек км²	$\bar{q}_{макс}$ вычислен., л/сек км²	Отклонение вычисленного от наблюденного, %
Белого морей												
31	1376	493	2,81	260	—	—	1,87	1,02	0,15	137	147	7
15	1526	588	3,14	258	—	—	1,85	1,02	0,18	131	145	10
25	3900	1478	2,62	220	—	—	1,63	1,15	0,25	110	101	— 8
10	65	11,6	5,60	201	1,0	1,0	1,78	1,00	—	214	185	—14
21	1872	584	3,22	327	—	—	1,66	1,15	0,23	200	176	—12
11	47,0	6,93	6,78	174	1,0	1,0	1,46	1,16	—	222	158	—29
10	211	41,7	5,05	201	1,0	1,0	1,38	1,08	—	174	146	—16
7	1237	447	2,77	150	1,0	1,0	1,76	1,03	—	78,8	82	4
15	1513	670	2,27	132	1,0	0,93	1,74	1,06	0,24	57,2	61,2	7
29	2194	791	2,77	138	1,0	1,0	1,68	1,10	0,24	72,5	66,5	— 8
28	3161	1184	2,67	146	1,0	1,0	1,66	1,10	0,24	74	67	— 9
28	3511	1064	3,30	152	1,0	1,3	1,66	1,10	0,33	95	93	— 1
7	1270	383	3,32	180	1,0	1,0	1,68	1,15	—	113	94	—17
13	1301	372	3,50	128	1,0	1,07	1,60	1,02	0,30	85,5	89,5	5
54	3130	1246	2,50	131	1,0	1,0	1,45	1,12	0,30	62,6	60,0	— 4
14	269	118	2,21	139	1,0	1,0	—	—	0,24	60	—	—
24	5615	2047	2,73	194	1,0	1,22	1,60	1,20	0,26	101	99	— 2
17	117,5	38,6	3,05	164	1,0	1,0	1,60	1,40	0,24	95,0	94,5	0
Балтийского моря												
9	61,4	18,9	3,24	141	1,0	1,0	1,64	1,18	—	86,7	103	19
19	101	27,2	3,72	118	1,0	1,0	1,51	1,37	0,47	82,7	72	—13
13	94	17,6	5,33	80	1,0	1,0	1,25	1,05	—	81,0	70,5	—13
16	116,5	37,2	3,14	183	1,0	1,0	1,49	1,10	0,38	109	80,5	—26
61	189,2	51,7	3,66	134	1,0	1,0	1,59	1,16	0,38	93	88	— 5
30	596	164	3,63	139	1,0	1,0	1,44	1,25	0,49	96	78	—19
7	97,8	23,6	4,15	145	1,0	1,0	1,90	1,10	—	114	103	—10
6	252	97,0	2,58	104	1,0	1,0	1,85	1,20	—	51,2	55,2	8
8	282	101	2,79	136	1,0	1,0	1,90	1,10	—	72,2	79,6	10
8	436	150	2,90	138	1,0	1,0	1,90	1,10	—	76,5	77	0
7	85,4	25,8	3,30	113	1,0	1,0	1,60	1,20	—	71,5	77	7

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

№ п/п	Река	Створ	Площадь водосбора, км²	Период использованных наблюдений
30	Шелонь	Заполье	6820	1924—1926, 1928—1935, 1938—1941
31	Веряжа	Сырково	128	1925, 1927—1934
32	Мста	Бехово	5100	1881—1913, 1924, 1926—1928, 1931—1934
33	Ловать	Холм	14660	1912—1921, 1924, 1925, 1930—1935
34	Луга	Толмачево	6320	1916—1918, 1921—1941
35	Луга	Кипоши	12460	1926—1929, 1941,
36	Оредеж	Моровино	2890	1930—1941
37	Саба	Райково	1290	1930—1934, 1936—1940
38	Плюсса			1922—1933
39	Плюсса	Красная Заря . . .	265	1933—1940
40	Плюсса	Плюсса	1450	1912—1940
41	Сороть	Пограничная . . .	6180	1915, 1916, 1920—1922,
		Осипкино	2960	1925—1941
42	Великая	Пятново	20180	1930—1941
43	Утроя	Большая Губа . . .	2800	1936—1941
44	Цна	Жилятково	1490	1933—1943
45	Кейла	Кейла	668	1924—1925, 1929—1941
46	Гауйя	Валмера	6850	1920—1940
47	Пярну	Орекюла	5180	1925—1935, 1939—1941
48	Западная Двина	Усть-Горяне . . .	16900	1922—1939
49	Западная Двина	Витебск	27270	1877—1935
50	Западная Двина	Бояры-Полоцк . .	41410	1929—1935, 1937—1939
51	Западная Двина	Даугавпилс	64600	1881—1916, 1921—1944
52	Обща	Белый	1590	1919, 1921—1922, 1924—1925, 1933—1939
53	Тростница	Новый Двор . . .	465	1931—1935
54	Межа	Таборище	5220	1931—1939
55	Межа	Ордынок	6800	1931—1939
56	Велеса	Березовый	1400	1931—1939
57	Аржать	Азарово	719	1932—1939
58	Усвяж-Бук	Мозолы	156	1930—1939
59	Салаца	Лагосте	3310	1926—1944
60	Гауя	Тильдери	2070	1920—1944
61	Гауя	Стренчи	6130	1929—1940, 1942—1944
62	Гауя	Цесис	7800	1930—1944
63	Гауя	Лигатне	8400	1930—1944
64	Айвиексте	Наглини	6700	1923—1944
65	Айвиексте	Мейрани	7280	1923—1944
66	Айвиексте	Ляудона	8380	1926—1944
67	Огре	Лиелелги	1610	1927—1944

[1] За 17 лет. [2] За 25 лет. [3] За 26 лет.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Приложение 2 (продолжение)

Число лет	$\bar{Q}_{макс}$, м³/сек	$\bar{Q}_{пол}$, м³/сек	$\delta = \frac{\bar{Q}_м}{\bar{Q}_п}$	A, мм	B	C	Коэффициент лесистости f_1	Коэффициент заболоченности f_2	C_v	$\bar{q}_{макс}$ фактич., л/сек км²	$\bar{q}_{макс}$ вычисл., л/сек км²	Отклонение вычисленного от наблюденного, %
15	509	189	2,68	146	1,0	1,0	1,30	1,19	0,35[1]	75,0	89,5	17
9	10,2	2,2	4,65	91	1,0	1,0	1,35	1,24	—	80,0	86,0	7
41	204,5	57,9	3,52	60	1,0	1,0	1,40	1,10	0,38	40,0	40,0	0
18	1060	359	2,95	128	1,0	1,07	1,30	1,16	0,37	72,0	77,0	8
21	343	132	2,60	110	1,0	1,0	1,48	1,40	0,50	54,3	54,0	0
16	645	248	2,60	105	1,0	1,0	1,45	1,35	0,43	51,8	49,5	— 4
12	116	43,8	2,66	80	1,0	1,0	1,59	1,40	—	40,2	41,8	4
10	68,2	20,9	3,26	85	1,0	1,0	1,59	1,25	—	52,8	55,2	4
12	19,9	6,67	2,99	133	1,0	1,0	1,64	1,75	—	75,0	73,7	— 2
8	102	26,7	3,72	100	1,0	1,0	1,57	1,43	—	70,5	56,4	—20
9	308	103	3,00	89	1,0	1,0	1,45	1,30	—	50,0	48,0	— 4
21	195	74,9	2,49	132	1,0	1,0	1,08	1,30	0,35	66,0	90,0	36
12	1078	327	3,23	86	1,0	1,07	1,15	1,25	0,45	53,5	49,5	— 7
6	189	50,0	3,80	94	1,0	1,0	1,15	1,10	—	67,5	74,0	10
11	112	29,3	3,83	103	1,0	1,0	1,60	1,05	—	75,0	78,0	7
15	41,3	14,0	2,95	111	1,0	1,0	1,15	1,45	0,79[2]	62,0	79,7	32
21	281	87,0	3,33	68	1,0	1,0	1,38	1,10	0,75	41,0	43,8	7
14	466	100	4,66	102	1,0	1,0	1,15	1,10	0,58[3]	90,2	74,3	—17
18	987	375	2,63	117	1,02	0,85	1,20	1,15	0,45	58,5	60,0	2
58	1670	705	2,37	136	1,01	0,77	1,19	1,12	0,33	61,2	60,6	— 1
10	2239	877	2,55	112	1,0	0,77	1,19	1,12	—	54,2	51,5	— 5
60	2869	1367	2,45	112	1,0	0,70	1,17	1,10	0,36	44,5	41,2	— 7
12	199	39,3	5,06	130	1,5	1,0	1,45	1,16	—	125	139	12
5	57,2	15,3	3,75	174	1,0	1,0	1,60	1,30	—	123	123	0
9	416	133	3,13	135	1,15	1,0	1,52	1,20	—	80,0	90,0	12
9	581	186	3,13	144	1,1	1,0	1,45	1,15	—	85,5	95,3	11
9	103	40,3	2,57	151	1,0	1,0	1,62	1,43	—	74,0	84,1	13
8	107	15,3	7,00	112	1,25	1,0	1,15	1,10	—	149	131	—12
10	19,5	2,74	7,10	93	1,0	1,0	1,22	1,10	—	125	102	—18
19	216	66,0	3,27	105	1,0	1,0	1,48	1,10	0,46	65,0	70,0	7
25	169	43,7	3,98	111	1,0	1,0	1,53	1,03	0,58	82,0	81,5	0
15	256	89,6	2,85	77	1,0	0,93	1,53	1,05	0,52	41,8	46,6	11
15	315	115	2,74	78	1,0	0,85	1,49	1,04	0,57	40,5	42,0	4
15	344	126	2,73	79	1,0	0,85	1,47	1,03	0,65	41,0	43,6	7
22	158	106	1,49	83,5	1,0	0,85	1,55	1,65	0,35	23,6	28,2	18
22	175	115	1,52	83,5	1,0	0,85	1,55	1,65	0,30	24,0	28,1	17
19	243	183	1,58	84	1,0	0,85	1,54	1,63	0,38	29,0	28,1	— 3
18	107	36,1	2,96	118	1,0	1,0	1,50	1,20	0,32	67,0	71,0	6

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

№ п/п	Река	Створ	Площадь водосбора, км²	Период использованных наблюдений
68	Вента	Скрунда	7540	1927—1944
69	Вента	Лимени	8440	1898—1915, 1922—1944
70	Вента	Абава	11000	1898—1915, 1922—1944
71	Абава	Сисени	2100	1927—1944
72	Барта	Ж-д. мост	1750	1927—1944
73	Неман	Ерши	2550	1931—1939
74	Неман	Столбцы	3070	1922—1937
75	Неман	Бирштоное	43600	1920—1943
76	Дзитва	Ст. Млынище . . .	1160	1925—1933
77	Щара	Доманово	4290	1925—1933
78	Щара	Щара	6950	1923—1933
79	Росс	Росс	964	1924—1933
80	Нерис	Залесье	6840	1925—1933
81	Нерис	Вильнюс	15220	1922—1943
82	Нерис	Ионава	24630	1920—1943
83	Швентойи	Укмерге	5440	1925—1944
84	Невежис	Кедайнай	3220	1925—1935
85	Миния	Картена	1230	1925—1944
86	Дубиса	Чекишке	1980	1930—1944
				Бассейн
87	Днестр	Чайковицы	1930	1901—1913, 1922—1929
88	Днестр	Развадов	5470	1898—1914, 1916—1929, 1932—1944
89	Днестр	Галич	14660	1898—1915, 1918, 1920—1932
90	Днестр	Залещики	24600	1898—1914, 1918, 1920—1929
91	Стрый	Жидачев	2860	1923—1933
92	Смотрич	Цыбулевка	1790	1931—1943
93	Южный Буг	Лелетка	4000	1926—1943
94	Южный Буг	Сабаров	8960	1930—1948
95	Южный Буг	Подгурье	24620	1927—1928, 1930, 1931, 1934, 1936—1941
96	Южный Буг	Александровка-Богдановка	46200	1914—1916, 1918—1943
97	Южный Буг	Самчицы	12800	1934—1941
98	Ров	Демидовка	1160	1916—1918, 1922—1941,
99	Б. Высь	Ямполь	2820	1926—1941, 1943
100	Синица	Каменный брод . .	753	1934—1941, 1943
101	Горный Тикач	Тальное	3400	1916, 1918, 1925—1927, 1931—1941, 1943
102	Синюха	Синюхин брод . .	16660	1925, 1927—1933, 1935—1944.

[1] За 16 лет.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Приложение 2 (продолжение)

Число лет	$\bar{Q}_{\text{макс}}$, м³/сек	$\bar{Q}_{\text{под}}$, м³/сек	$\delta = \frac{\bar{Q}_{\text{м}}}{\bar{Q}_{\text{п}}}$	A, мм	B	C	Коэффициент лесистости f_1	Коэффициент заболоченности f_2	C_v	$\bar{q}_{\text{макс}}$ фактич., л/сек км²	$\bar{q}_{\text{макс}}$ вычислен., л/сек км²	Отклонение вычисленного от наблюденного, %
18	442	121	3,64	84	1,0	1,0	1,30	1,02	0,29	59,0	59,0	0
41	663	154	4,30	96,5	1,0	1,0	1,31	1,02	0,51	78,5	66,5	—15
41	796	230	3,45	112	1,0	1,0	1,38	1,02	0,50	72,5	73,3	1
18	149	33,3	4,48	83,5	1,0	1,0	1,52	1,01	0,53	71,0	64,0	—10
18	214	42,5	5,03	128	1,0	1,0	1,15	1,00	0,38	122	117	— 4
9	201	38,7	5,21	80	1,0	1,0	1,12	1,05	—	79,0	67,3	—15
12	225	50,1	4,50	86	1,0	1,0	1,12	1,05	0,58[1]	73,5	70,5	— 4
24	1125	570	1,98	69	1,0	0,70	1,26	1,10	0,45	25,8	27,8	8
9	52,6	16,1	3,27	73,2	1,0	1,0	1,30	1,20	—	45,4	54,4	22
9	109	45,0	2,43	55,3	1,0	1,0	1,38	1,45	—	25,4	28,7	13
11	193	76,5	2,53	58,0	1,0	1,0	1,38	1,30	—	27,8	31,6	14
10	28,4	5,15	5,52	28,2	1,0	1,0	1,15	1,00	—	29,5	28,0	— 5
9	360	93,0	3,88	71,7	1,0	1,0	1,38	1,05	—	52,7	48,4	— 8
22	643	226	2,85	78,2	1,0	0,77	1,30	1,03	0,53	42,2	38,8	— 8
24	950	383	2,47	82,0	1,0	0,77	1,26	1,08	0,45	38,4	37,6	— 3
20	316	97,5	3,46	94,5	1,0	0,93	1,18	1,15	0,41	58,2	60,5	4
11	232	44,3	5,25	77,2	1,0	1,0	1,18	1,03	—	72,1	63,6	—12
20	146	27,6	5,30	118	1,0	1,0	1,22	1,00	0,40	119	109	— 8
15	139,5	31,7	4,40	84,5	1,0	1,0	1,15	1,03	0,43	71,1	74,0	4
Черного моря												
21	145	45,7	3,17	125	—	—	1,30	1,00	0,45	75,0	105	40
43	392	100	3,92	98	—	—	1,20	1,00	0,54	71,5	75,5	6
32	1313	275	4,80	99	1,30	1,0	1,18	1,00	0,53	89,5	86,0	— 4
31	2077	404	5,15	86	1,35	1,0	1,15	1,00	0,51	84,2	79,5	— 5
11	503	76,9	6,52	142	1,10	1,0	1,20	1,00	—	176	132	—25
13	74,1	10,6	7,0	30,8	1,50	1,0	1,05	1,00	—	41,2	44,2	7
18	199	42,7	4,65	56,0	1,50	0,93	1,00	1,00	1,09	49,8	69,3	38
19	436	79,5	5,50	47,5	1,50	0,85	1,00	1,00	1,07	48,8	48,5	0
13	557	140	4,00	30	1,50	0,70	1,00	1,00	0,79	22,6	22,2	— 2
29	1166	267	4,36	30,5	1,50	0,70	1,00	1,00	1,07	25,2	20,6	—18
8	384	98,6	3,90	40,6	1,50	0,85	1,00	1,00	—	30,0	39,0	30
23	61,8	8,69	9,45	34,4	1,50	1,0	1,00	1,00	0,75	53,3	53,3	0
17	193	17,6	10,9	33	1,50	1,0	1,00	1,00	0,91	68,5	46,5	—32
9	44,1	5,19	7,9	36,4	1,50	1,0	1,05	1,00	—	54,8	60,0	9
15	183	24,5	7,5	38,0	1,50	1,0	1,02	1,00	1,18	53,8	51,0	— 4
17	730	119	6,12	37,8	1,50	1,0	1,00	1,00	0,91	43,8	41,6	— 4

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

№ п/п	Река	Створ	Площадь водосбора, км²	Период использованных наблюдений
103	Черный Таплык	Тарасовка	2230	1933—1943
104	Ингул	Горожаны	6670	1932—1941
105	Днепр	Болшево	324	1933—1939
106	Днепр	Надежда	3640	1934—1939
107	Днепр	Дорогобуж	6390	1882—1939 (с перерывом)
108	Днепр	Речица	58250	1895—1930, 1935
109	Березина	Борисов	5100	1881—1917, 1921—1939
110	Березина	Бобруйск	20240	1881—1910, 1917, 1921—1939
111	Свислочь	Заречье	596	1933—1939
112	Ведрич	Бабичи	438	1929—1939
113	Ведрич	Демехи	1010	1933—1939
114	Ивня	Будки	208	1930—1939
115	Сож	Бахревка	3020	1930—1935
116	Сож	Пропойск	17660	1897—1935
117	Сож	Гомель	38860	1900—1935
118	Проня	Яскорь	4650	1932—1939
119	Ипуть	Новые Бобовичи	8960	1931—1935
120	Припять	Мосты Волынские	35719	1924—1933
121	Турия	Ковель	1476	1923—1933
122	Случь	Сарны	13536	1924—1933
123	Горынь	Волошки	6856	1924—1933
124	Горынь	Антоновка	11410	1924—1933
125	Горынь	Горынь	26757	1923—1933
126	Птичь	Лучицы	8770	1895—1939
127	Оресса	Андреевка	3580	1926—1935
128	Уборть	Картыничи	4490	1931—1939
129	Стоход	Любешов	2968	1922—1925, 1927—1933
130	Стырь	Полонное	10413	1924—1933
131	Десна	Бряпск	13640	1895—1918, 1920—1940
132	Десна	Вишенки	37620	1895—1921, 1930—1935
133	Уж	Коганович	5690	1916—1940
134	Тетерев	Житомир	5270	1925—1937, 1940
135	Тетерев	Макалевичи	7890	1936—1940
136	Ирша	Пинязевичи	2600	1926—1940
137	Судость	Горица	5780	1926—1930, 1932—1939
138	Сейм	Рыльск	18090	1935—1940, 1945—1947
139	Сейм	Мутино	25560	1927—1940
140	Тускорь	Курск	2380	1935—1939, 1944—1947
141	Свапа	Старый Город	3690	1928, 1933, 1935—1940, 1945—1947
142	Клевень	Шарновка	2440	1931—1940
143	Рось	Фесюры	3900	1936—1941, 1943, 1945—1946

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Приложение 2 (продолжение)

Число лет	$\bar{Q}_{макс}$, м³/сек	$\bar{Q}_{пол}$, м³/сек	$\delta = \frac{\bar{Q}_м}{\bar{Q}_п}$	A, мм	B	C	Коэффициент лесистости f_1	Коэффициент заболоченности f_2	C_v	$\bar{q}_{макс}$ фактич., л/сек км²	$\bar{q}_{макс}$ вычислен., л/сек км²	Отклонение вычисленного от наблюденного, %
11	230	18,3	12,5	43,2	1,50	1,0	1,00	1,00	—	103	62,0	—40
10	469	49,5	9,5	39,2	1,50	1,0	1,00	1,00	—	70,2	49,0	—30
7	39,3	6,76	5.83	110	1,50	1,0	1,52	1,20	—	121	136	12
6	472	85,6	5,50	123	1,50	1,0	1,30	1,05	—	133	138	4
51	664	132	5,05	109	1,50	1,0	1,27	1,04	0,46	104	119	14
37	2300	1152	2,00	105	1,15	0,63	1,22	1,15	0,43	39,6	37,8	— 4
53	175	80,3	2,18	83	1,0	1,0	1,47	1,30	0,40	34,3	45,0	30
56	730	287	2,64	72	1,0	1,0	1,33	1,25	0,58	36,0	36,3	1
7	103	11,5	8,95	102	1,50	1,0	1,05	1,02	—	176	166	— 6
11	17,0	4,95	3,44	60	1,0	1,0	1,56	1,23	—	38,8	45,6	17
7	34,2	10,1	3,39	53	1,0	1,0	1,52	1,15	—	33,8	39,2	16
10	15,3	3,80	4,03	96	1,0	1,0	1,52	1,30	—	73,5	77,0	5
6	570	72,0	7,95	126	1,50	1,0	1,08	1,02	—	189	164	—13
39	1997	377	5,30	112	1,50	0,85	1,19	1,06	0,70	113	91	—19
36	2450	730	3,36	99	1,25	0,85	1,22	1,08	0,67	63,3	58,7	— 7
8	541	67,5	8,05	77	1,50	1,0	1,20	1,06	—	116	86,3	—26
5	780	208	3,74	123	1.0	1,0	1,19	1,06	—	87,0	85,5	— 2
10	728	333	2,18	49	1,05	1,07	1,25	1,36	—	20,2	24,5	—21
11	67,5	12,7	5,32	45	1,0	1,0	1,22	1,08	—	45,7	37,4	—18
10	1060	157	6,75	61	1,50	1,07	1,15	1,10	—	78,0	63,0	—19
10	334	63,4	5,28	49	1,50	1,0	1,22	1,00	—	49,0	55,0	12
10	408	104	3,92	48	1,40	1,0	1,30	1,20	—	35,7	38,2	7
11	1207	256	4,72	51	1,0	1,0	1,22	1,15	—	45,2	41,9	— 8
37	296	121	2,44	74	1,0	0,93	1,25	1,34	0,62	33,7	37,0	10
10	157	55,7	2,77	82	1,0	1,0	1,32	1,35	—	43,8	45,7	8
9	170	39,2	4,35	46	1,50	1,0	1,42	1,44	—	38,0	36,3	— 7
10	94,8	30,3	3,12	54	1,05	1,0	1,38	1,40	—	31,8	31,8	0
10	386	108	3,57	55	1,25	1,0	1,19	1,10	—	37,0	45,0	22
40	909	236	3,85	91	1,15	0,93	1,25	1,06	0,60	66,5	62,5	— 6
33	1461	601	2,40	85	1,05	0,77	1,22	1,05	0,63	39	39,3	1
25	367	60,2	6,10	56	1,50	1,0	1,16	1,10	0,86	64,5	60,0	— 7
14	250	54,8	4,57	55	1,50	1,0	1,07	1,00	—	47,4	68,0	44
5	316	70,6	4,50	38	1,50	1,0	1,08	1,00	—	40,0	42,5	6
15	228	31,0	7,30	63	1,50	1,0	1,05	1,00	0,63	87,5	87,3	0
13	440	96,3	4,57	87	1,0	1,0	1,08	1,05	—	76,0	67,4	—11
9	996	258	3,85	76	1,35	0,77	1,04	1,00	—	55,0	57,0	3
14	1346	406	3,33	83,5	1,25	0,70	1,04	1,00	0,75	52,5	50,5	— 4
9	303	34,6	8,75	77	1,50	1,0	1,08	1,00	—	128	104	—18
11	403	58,4	6,90	83,5	1,50	1,0	1,04	1,05	—	109	105	— 3
10	278	45,2	6,18	98	1,0	1,0	1,06	1,00	—	113	89,8	—20
9	187	28,2	6,62	38	1,50	1,0	1,05	1,00	—	48,0	50,5	5

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

№ п/п	Река	Створ	Площадь водосбора, км²	Период использованных наблюдений
144	Рось	Карашин	10300	1929—1946
145	Ростовица	Матюши	1390	1937—1946
146	Россава	Степаницы	1470	1937—1946
147	Сула	Зеленьковка	427	1931—1939
148	Сула	Ромны	4020	1926—1940
149	Сула	Снятин	6540	1928—1935
150	Сула	Галицкое	18700	1927—1940
151	Тясмин	Чигирин	4120	1932—1939
152	Псел	Крупец	4700	1935—1941
153	Псел	Запселье	22420	1928—1941, 1945, 1946
154	Псел	Гадяч	11280	1936—1939, 1941, 1943—1946
155	Хорол	Миргород	1920	1925—1933, 1935, 1943—1946
156	Ворскла	Полтава	9370	1915—1931
157	Орель	Китай-город	9450	1926—1940
158	Самара	Вербки	5470	1932—1937
159	Самара	Свободное	20470	1926—1931, 1934—1935
160	Волчья	Андреево-Клевцово	6070	1936—1941, 1944—1946
161	Волчья	Васильковка	11580	1930—1941, 1944, 1946
162	Ингулец	Александрова-Степановка	1650	1931—1932, 1934—1941, 1945—1947
163	Ингулец	Ново-Федоровка	4310	1930, 1936—1941, 1945—1947
164	Ингулец	Кривой Рог	8600	1936—1947
165	Ингулец	Могилевка	9280	1926, 1928—1943, 1946—1947
				Бассейн Азов
166	Берда	Осипенко	1620	1916—1918, 1926—1930, 1933—1940
167	Кальмиус	Сартана (Приморское)	3700	1930, 1933, 1935—1940, 1945, 1946
168	Миус	Матвеев Курган	5780	1929, 1931, 1932, 1940, 1944—1946
169	Крынка	Новоселовка	582	1930—1934, 1936—1941, 1944
170	Дон	Подпольный	37770	1933—1940
171	Дон	Лиски	69130	1896—1940, 1942—1946
172	Красивая Мечь	Сергеевское	5790	1936—1940, 1943
173	Сосна	Беломестная	7650	1936—1940

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Приложение 2 (продолжение)

Число лет	$\bar{Q}_{макс}$, м³/сек	$\bar{Q}_{пол}$, м³/сек	$\delta = \frac{\bar{Q}_м}{\bar{Q}_п}$	A, мм	B	C	Коэффициент лесистости f_1	Коэффициент заболоченности f_2	C_v	$\bar{q}_{макс}$ фактич., л/сек км²	$\bar{q}_{макс}$ вычислен., л/сек км²	Отклонение вычисленного от наблюденного, %
18	465	77,8	5,98	40	1,50	1,0	1,03	1,00	0,84	45,0	46,8	4
10	65,3	10,2	6,40	38	1,50	1,0	1,00	1,00	—	47,0	57,5	22
10	93,8	15,3	6,12	55	1,50	1,0	1,00	1,00	—	65,5	82,5	26
9	48,2	6,58	7,35	81	1,0	1,0	1,00	1,00	—	113	94,8	—16
15	174	37,0	4,71	48,7	1,0	1,0	1,02	1,02	0,57	43,3	47,7	10
8	305	72,2	4,23	58	1,0	1,0	1,02	1,02	—	46,8	47,0	0
14	434	167	2,60	47	1,0	0,85	1,02	1,05	0,88	23,1	27,6	19
8	164	22,9	7,15	29	1,50	1,0	1,04	1,00	—	39,8	37,6	— 5
7	217	42,2	5,15	47,5	1,35	0,93	1,00	1,00	—	46,5	51,8	11
16	525	210	2,50	49,5	1,05	0,70	1,02	1,00	0,55	23,4	25,6	9
9	331	108	3,05	50,5	1,15	0,77	1,00	1,00	—	29,2	34,5	18
20	105	20	5,25	55	1,0	1,0	1,00	1,00	0,87	55,0	55,0	0
17	615	85,0	7,25	48	1,50	1,0	1,00	1,00	—	65,5	57,3	—12
15	288	55,6	5,20	31	1,30	1,0	1,00	1,00	0,92	30,5	32,2	8
6	97,5	15,2	6,38	15	1,50	1,0	1,00	1,00	—	17,8	19,2	12
9	524	81,3	6,45	21	1,50	1,0	1,00	1,00	—	25,5	22,9	—10
9	294	34,8	8,50	30,2	1,50	1,07	1,00	1,00	—	48,5	41,7	—14
13	381	57,5	6,63	26,1	1,50	1,07	1,00	1,00	0,89	32,7	32,4	— 1
13	136	13,4	10,1	43	1,50	1,0	1,00	1,00	—	82,5	64,0	—23
10	244	34,2	7,15	42	1,50	1,0	1,00	1,00	—	56,8	55,0	— 3
12	392	61,8	6,33	38	1,50	0,93	1,00	1,00	—	45,5	41,5	— 9
19	321	57,9	5,53	33	1,50	0,93	1,00	1,00	0,65	34,3	36,8	7
ского моря												
16	93,4	9,32	10,0	31,0	1,50	1,0	1,00	1,00	0,65	57,5	47,0	—18
10	134,0	18,9	7,10	26,0	1,50	1,0	1,00	1,00	—	36,2	34,8	— 4
7	227	52,9	4,30	48,3	1,50	0,93	1,00	1,00	—	39,2	38,8	— 1
12	52,0	5,12	10,1	46,5	1,50	1,0	1,00	1,00	—	89,5	79,0	—12
8	2610	455	5,75	63,3	1,50	0,85	1,02	1,00	—	69,0	61,2	—11
50	3546	988	3,60	75,5	1,50	0,70	1,01	1,00	0,49	51,5	51,5	0
6	776	103	7,50	94,0	1,50	1,0	1,0	1,00	—	134	118	—11
5	871	126	6,90	87,0	1,50	1,07	1,0	1,00	—	113	113	0

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

№ п/п	Река	Створ	Площадь водосбора, км²	Период использованных наблюдений
174	Сосна	Елец	16300	1927—1947
175	Трубы	Крутое	2500	1936—1940
176	Кшень	Никольское	2200	1936—1940
177	Воронеж	Липецк	15310	1932—1940, 1942, 1943
178	Воронеж	Воронеж	21120	1930—1940, 1942—1946
179	Подгорная	Калач	1790	1936, 1937, 1939—1943, 1945—1947
180	Хопер	Балашов	14330	1915—1918, 1927, 1930—1937, 1939, 1940, 1944—1948
181	Хопер	Новохоперск	39640	1939—1940, 1942—1943, 1945—1947
182	Хопер	Бесплемяновский	44860	1930—1947
183	Бузулук	Лукьяновский	9220	1934—1941, 1943—1944
184	Медведица	Лысые горы	7610	1936—1948
185	Медведица	Сребряково	31140	1925—1927, 1929—1935
186	Медведица	Арчединский	33730	1928—1942, 1945—1947
187	Арчеда	Нижнянский	2030	1936—1938—1945, 1947
188	Иловля	Александровка	6520	1927, 1933—1944
189	Карповка	Кривомузгинская	1980	1917, 1918, 1926—1929, 1931—1933, 1935, 1937, 1949
190	Чир	Обливская	8540	1924—1926, 1929—1949
191	Чир	Свиридов	10560	1929—1934, 1938—1942
192	Есауловский	Аксай Водянский	2240	1926—1928, 1930—1942, 1948
193	Цымла	Ново-Цымлянская	2740	1933, 1934, 1936—1949
194	Кагальник	Колхоз им. Сталина	2170	1938—1945, 1948, 1949
195	Северный Донец	Кочеток	10120	1928, 1931—1935
196	Северный Донец	Змиев	16650	1923, 1924, 1926—1935, 1937—1940, 1944—1946
197	Северный Донец	Маяки	38860	1930—1941, 1945, 1946
198	Северный Донец	Лисичанск	52440	1893—1916, 1926—1936, 1938—1940, 1944—1946
199	Уды	Бабай	3230	1929—1935
200	Оскол	Ездоцкая	1540	1928—1937, 1946—1947
201	Оскол	Сорокино	2920	1933—1939
202	Оскол	Подмонастырская	8640	1936—1942
203	Оскол	Купянск	12720	1924—1935
204	Казенный Торец	Райское	936	1929—1941, 1944—1946
205	Кривой Торец	Алексеево-Дружковка	1530	1929, 1930, 1932—1935
206	Каменка	Сорокино	989	1929—1935
207	Калитва	Ольховый Рог	3300	1927—1948

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Приложение 2 (продолжение)

Число лет	$\bar{Q}_{макс}$, м³/сек	$\bar{Q}_{пол}$, м³/сек	$\delta = \frac{\bar{Q}_м}{\bar{Q}_п}$	A, мм	B	C	Коэффициент лесистости f_1	Коэффициент заболоченности f_2	C_v	$\bar{q}_{макс}$ фактич., л/сек км²	$\bar{q}_{макс}$ вычислен., л/сек км²	Отклонение вычисленного от наблюденного, %
21	2210	283	7,80	92,0	1,50	1,07	1,00	1,0	0,56	135	109	—19
5	421	51,4	8,20	108	1,50	1,0	1,00	1,0	—	168	151	—10
5	411	46,2	8,90	110	1,50	1,0	1,00	1,0	—	186	157	—16
11	995	214	4,65	74,0	1,15	0,93	1,03	1,0	—	65,0	58,2	—10
16	1520	324	4.70	81,0	1,10	0,85	1,02	1,0	0,60	72,0	55,0	—24
9	101	13,2	7,65	38,8	1,50	1,0	1,00	1,0	—	56,5	56,8	0
23	927	244	3,80	90,0	1,10	0,93	1,00	1,0	0,58	64,6	69,3	7
7	1390	522	2.68	69,0	1,04	0,70	1,00	1,0	—	35,2	33,2	— 6
18	1230	550	2,24	64,5	1,03	0,62	1,00	1,0	0,50	27,4	27,0	0
9	185	37,4	4,95	21,0	1,15	1,0	1.00	1,0	—	20,0	19,4	— 3
13	444	80,3	5,55	55,6	1,50	0,85	1,00	1,0	—	58,5	61,5	5
10	1120	401	2,80	68,0	1,35	0,62	1,00	1,0	—	36,0	39,2	9
18	943	313	3,00	49,0	1,35	0.62	1,00	1,0	0,69	27 8	27,8	0
10	61,0	8,82	6,95	22,8	1,50	1,0	1,00	1,0	—	30,0	32,9	10
12	113	30,3	3,78	24,5	1,20	0.77	1,00	1,0	—	17,3	18,8	9
25	170	15.1	11,2	40,0	1.50	1.0	1.00	1,0	0,84	85,3	58,0	—32
24	301	49,2	6,10	30.4	1,50	1,0	1,00	1.0	0,82	35,2	36,6	4
11	592	87,0	6,80	43,5	1,50	1,0	1,00	1,0	—	56,0	51,0	— 9
16	153	17,8	8,60	42,0	1,50	1,0	1,00	1,0	0,65	68,5	65,0	— 5
16	87,1	12,6	6,90	24,1	1,50	1,0	1,00	1,0	0,75	31,6	33,5	6
10	90,6	9,83	9,22	23,8	1,50	1,0	1,00	1,0	—	41,2	34,1	—13
6	700	111	6,30	58,0	1,50	0,85	1,03	1,0	—	69,0	67,2	— 3
18	910	185	4,91	58,5	1,50	0,77	1,02	1,0	0,56	54,5	49,5	— 9
14	1150	361	3,19	49,0	1,50	0,70	1,02	1,0	0,69	29,6	33,9	15
42	1223	400	3.00	40,0	1,50	0,62	1,02	1,0	0,57	23,4	24,1	3
7	243	33	7,40	54,0	1,50	1,0	1,04	1,0	—	75,5	72,2	— 4
12	230	27,3	8,45	93,5	1,50	1,0	1,05	1,0	—	149	140	— 6
7	247	30,1	8,20	54,5	1,50	1,0	1,05	1,0	—	84,5	72,5	—14
7	463	114	4,05	69,5	1,50	0,77	1,06	1,0	—	53,5	62,0	17
12	870	156	5,58	65,0	1,50	0,77	1,05	1,0	—	68,5	56,0	—18
16	69,2	6,62	10,5	37,4	1,50	1,0	1,00	1,0	0,81	73,5	57,2	—22
6	103	8,70	11,8	30,3	1,50	1,0	1,00	1,0	—	67,5	45,3	—23
7	76,0	9,30	8,20	50,0	1,50	1,0	1,00	1,0	—	77,0	79,3	3
22	214	29,0	7,40	46,3	1,50	1,0	1,00	1,0	—	65,0	63,2	— 3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

№ п/п	Река	Створ	Площадь водосбора, км²	Период использованных наблюдений
208	Калитва	Погорелое	10409	1934—1942
209	Быстрая	Усть-Провальск	3700	1934—1942, 1944—1946
210	Кундрючья	Мостовой	2100	1938—1941, 1943, 1944, 1946, 1947
211	Сал	Барабанщики	13730	1928—1942, 1944—1948
				Бассейн Каспий
212	Волга	Калинин	24140	1881—1936
213	Волга	Устье Шоши	38760	1881—1935
214	Касня	Тесово	480	1928—1939
215	Тверца	Прутенка	4470	1933—1939, 1941—1947
216	Тверца	Ям-Медный	5770	1909—1930, 1936, 1938, 1939, 1941, 1942
217	Молога	Ильицино	500	1932—1939, 1941—1947
218	Молога	Фабрика	5570	1938, 1939, 1941—1944
219	Молога	Спас-Забережье	10240	1932—1939, 1941—1944
220	Молога	Покров-Молога	13780	1938—1944
221	Молога	Устюжна	19450	1934—1944
222	Молога	Лентьево	29020	1931, 1934—1944
223	Молога	Весьегонск	31510	1877—1935
224	Яхрома	Рогачево	1180	1933—1935
225	Медведица	Семеновское	4650	1933—1935, 1938, 1939
226	Суда	Куракино	4360	1935—1946
227	Суда	Кривец	13200	1921—1934
228	Кобожа	Исады	2460	1935—1946
229	Песь	Яхново	898	1933—1946
230	Колпь	В. Двор	3160	1935—1946
231	Немда	Хоборово	4630	1933—1941
232	Векса	Махрово	2690	1937—1943
233	Сить	Родионово	860	1937—1947
234	Кудьма	Новая	1700	1940—1947
235	Шача	Приволжск	550	1934—1941
236	Нея	Буслаево	5700	1934—1943
237	Унжа	Кологрив	10840	1939—1944
238	Унжа	Макарьев	18530	1896—1945
239	Унжа	Козлово	26740	1934, 1937—1942
240	Ветлуга	Дубники	28590	1932—1942
241	Ветлуга	Воскресенское	35050	1903—1905, 1908—1948
242	Керженец	Хахалы	3590	1936—1942, 1947
243	Б. Кокша	Кордон Вахтан	1820	1937—1947
244	Рутка	Арбучь	1440	1936—1947
245	Лядь	Тургаш	1200	1936—1945

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Приложение 2 (продолжение)

Число лет	$\bar{Q}_{макс}$, м³/сек	$\bar{Q}_{пол}$, м³/сек	$\delta = \frac{\bar{Q}_м}{\bar{Q}_п}$	A, мм	B	C	Коэффициент лесистости f_1	Коэффициент заболоченности f_2	C_v	$\bar{q}_{макс}$ фактич., л/сек км²	$\bar{q}_{макс}$ вычислен., л/сек км²	Отклонение вычисленного от наблюденного, %
14	396	66,7	5,95	33,7	1,50	1,0	1,00	1,00	1,05	38,1	33,8	—11
11	207	18,7	11,0	26,7	1,50	1,0	1,00	1,00	—	56,0	36,0	—36
8	119	16,1	7,4	40,5	1,50	1,0	1,00	1,00	—	57,0	56,0	— 1
20	384	54,8	7,0	21,2	1,50	1,0	1,00	1,00	1,05	28,0	24,1	—14
ского моря												
56	2380	520	4,60	113	1,25	1,07	1,19	1,03	0,35	98,5	96,5	— 2
55	4080	920	4,40	125	1,20	1,07	1,22	1,03	0,34	105	93,5	—11
12	108	10,5	10,5	115	1,50	1,0	1,08	1,00	—	224	192	—14
14	381	103	3,69	121	1,0	1,0	1,26	1,05	0,32	85,0	90,6	6
27	520	130	4,00	119	1,0	1,0	1,26	1,05	—	90,0	86,0	— 4
12	33,1	9,23	3,60	98	1,0	1,0	1,60	1,30	—	66,2	67,0	1
6	245	101	2,42	96	1,0	0,93	1,52	1,20	—	44,0	50,0	13
12	458	178	2,57	92	1,0	0,93	1,52	1,13	—	44,7	49,8	11
7	636	245	2,59	94	1,0	1,0	1,53	1,14	—	46,2	50,5	9
11	931	325	2,85	88	1,0	1,07	1,50	1,15	—	47,8	46,5	— 3
12	1506	544	2,76	99	1,0	1,15	1,52	1,24	—	51,8	51,8	0
59	1960	742	2,64	122	1,0	1,15	1,51	1,25	0,40	62,0	60,0	— 3
4	46,6	11,8	3,85	53	1,0	1,0	1,52	1,05	—	39,5	42,1	7
6	559	105	5,30	119	1,0	1,0	1,18	1,02	—	120	93,1	—22
12	302	98,2	3,06	118	1,0	1,0	1,38	1,40	0,43	69,5	63,2	— 9
14	964	300	3,22	120	1,0	1,07	1,62	1,53	—	73,0	50,6	—31
12	158	44,1	3,58	94	1,0	1,0	1,56	1,20	0,41	64,3	59,5	— 7
14	58,3	18,6	3,13	109	1,0	1,0	1,60	1,25	0,36	65,0	74,0	14
12	206	64,8	3,20	108	1,0	1,0	1,60	1,35	0,44	65,5	57,7	—12
9	371	97,0	3,84	111	1,0	1,0	1,38	1,10	—	80,2	75,1	— 6
7	201	58,5	3,44	114	1,0	1,0	1,58	1,10	—	75,0	78,5	5
11	87,5	22,8	3,83	140	1,0	1,0	1,35	1,10	—	102	116	14
8	139	25,3	5,50	78,5	1,50	1,0	1,20	1,02	—	82,0	104	27
8	116	13,6	8,55	130	1,0	1,0	1,07	1,00	—	211	143	—32
10	568	136	4,18	126	1,0	1,0	1,56	1,05	—	99,5	81,0	—18
6	974	306	3,18	148	1,0	1,0	1,65	1,03	—	90,0	81,5	— 4
50	1479	521	2,85	148	1,0	0,93	1,65	1,02	0,24	80,0	77,7	— 2
6	1656	568	2,92	112	1,0	0,85	1,57	1,02	—	61,9	51,8	—16
17	1380	670	2,06	123	1,0	0,77	1,60	1,02	0,40	48,5	51,2	5
44	1555	820	1,90	124	1,0	0,77	1,58	1,02	0,39	44,5	50,5	13
8	294	83,4	3,52	122	1,0	1,0	1,60	1,07	—	82,0	81,0	— 1
11	126	40,6	3,10	117	1,0	1,0	1,58	1,01	—	69,3	90,3	30
12	89,3	26,2	3,40	96	1,0	1,0	1,60	1,10	0,31	61,8	69,5	12
10	79,0	27,2	2,90	119	1,0	1,0	1,60	1,40	—	65,9	69,0	4

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

№ п/п	Река	Створ	Площадь водосбора, км²	Период использованных наблюдений	Число лет
246	Сура	Пенза	14940	1938—1945	8
247	Сура	Промзино-Городище	27450	1881—1940	60
248	Кадада	Веденяпино	3280	1937, 1940—1947	9
249	Илеть	Малиновая пасека	6020	1929, 1930, 1933—1949	19
250	Б. Кокшага	Аргамач	3060	1934—1949	16
251	М. Кокшага	Куяр	2660	1934—1949	16
252	Свияга	Выропаевка	3320	1926—1931, 1933—1949	23
253	Свияга	Бурундуки	13240	1934—1941, 1943—1949	15
254	Казанка	Б. Дербышки	2370	1933—1935, 1937, 1948	15
255	Черемшан	Мелекесс	11780	1935—1949	15
256	Кондручья	Украинка	3940	1933, 1935—1942, 1947—1948	12
257	Самара	Ново-Сергиевка	1460	1934—1949	16
258	Самара	Елшанка	22480	1933—1949	17
259	Бузулук	Байгоровка	1810	1933—1935, 1937—1949	16
260	Ток	Красноярка	2490	1934—1942, 1945—1949	14
261	Боровка	Якутино	660	1934—1945	12
262	Боровка	Панка	2040	1934—1942, 1945—1949	14
263	Б. Уран	Ивановка	2200	1933—1944	12
264	Б. Кинель	Бугуруслан	5590	1933—1949	17
265	Б. Кинель	Тимашево	11980	1933—1944, 1946—1949	16
266	Б. Иргиз	Клевенка	8140	1929, 1930, 1932—1938, 1945	10
267	Б. Иргиз	Березово	19800	1935—1937, 1940—1945, 1947	10
268	Терешка	Улыбовка	6820	1934—1937	4
269	Терешка	Глотовка	9700	1939—1942	4
270	Ока	Орел	4890	1884—1917, 1922—1935, 1938—1941, 1945—1947	55
271	Ока	Белев	17530	1925—1932, 1934—1942	17
272	Ока	Лихвин	27910	1932—1935, 1937—1941	9
273	Ока	Калуга	54930	1881—1945	65
274	Упа	Маслово	4210	1927, 1928, 1933—1943	13
275	Зуша	Мценск	6000	1934, 1935, 1938—1941	6
276	Раковка	Ротановка	364	1935—1941	7
277	Жиздра	Козельск	6940	1934—1936, 1938, 1939, 1946	6
278	Угра	Юхнов	10780	1934—1942	9
279	Угра	Товарково	15280	1931, 1933—1943, 1945, 1946	14
280	Протва	Спас-Загорск	3360	1938—1947	10

[1] За 58 лет

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Приложение 2 (продолжение)

Число лет	$\bar{Q}_{макс}$, м³/сек	$\bar{Q}_{пол}$, м³/сек	$\delta = \frac{\bar{Q}_м}{\bar{Q}_п}$	A, мм	B	C	Коэффициент лесистости f_1	Коэффициент заболоченности f_2	C_v	$\bar{q}_{макс}$ фактич., л/сек км²	$\bar{q}_{макс}$ вычисл., л/сек км²	Отклонение вычисленного от наблюденного, %
8	1189	197	6,05	69,5	1,50	1,00	1,05	1,00	—	79,5	76,5	— 4
60	2316	474	4,90	91,0	1,05	1,07	1,26	1,00	0,66	84,5	84,5	0
9	410	40,3	10,1	65,0	1,50	1,00	1,02	1,00	—	125	87,0	—30
19	348	95,6	3,65	83,5	1,50	0,93	1,50	1,00	0,51	61,2	77,5	27
16	292	—	—	—	1,20	1,00	1,30	1,00	0,44	95,2	—	—
16	258	52,2	4,95	103	1,30	1,00	1,45	1,00	0,32	97,0	102	5
23	283	34,2	8,13	54,0	1,50	1,00	1,13	1,00	0,76	85,5	69,5	—19
15	772	128	6,03	51,0	1,50	1,07	1,07	1,00	0,47	58,3	60,0	3
15	359	50.7	7,08	113	1,50	1,00	1,06	1,00	0,47	151	156	3
15	631	141	4,48	69,5	1,30	0,93	1,18	1,00	0,64	60,5	60,0	0
12	277	47,4	5,96	63,5	1,45	1,00	1,05	1,00	—	70,2	81,0	15
16	154	19,3	8,00	70,0	1,50	1,00	1,02	1,00	0,92	105	105	0
17	995	202	4,93	47,3	1,40	1,00	1,01	1,00	0,94	44,2	47,5	7
16	162	18,1	8,95	52,7	1,50	1,00	1,00	1,00	0,87	89,5	77,5	—14
14	311	35,8	8,68	76,0	1,50	1,00	1,00	1,00	0,71	125	106	—15
12	74,4	7,62	9,80	61,0	1,50	1,00	1,00	1,00	—	113	101	—11
14	194	24,4	8,00	63,0	1,50	1,00	1 07	1,00	0,71	95,2	91,0	— 4
12	139	18,6	7,50	44,6	1,50	1,00	1,00	1,00	—	63,3	63,5	0
17	616	80,4	7,65	76,0	1,50	1,00	1,02	1,00	0,78	110	96,2	—13
16	642	132	4,83	58,2	1,50	0,85	1,02	1,00	0,91	53,5	57,0	6
10	347	43,9	7,80	28,4	1,50	1,00	1,00	1,00	—	42,2	34,7	—18
10	629	118	5,33	31,4	1,50	0,93	1,00	1,00	—	31,7	31,7	0
4	188	30,9	6,08	23,9	1,50	0,93	1,00	1,00	—	27,6	27,6	0
4	420	83,3	4,55	45,2	1,50	0,85	1,00	1,00	—	43,4	45,5	5
55	595	80,7	7,35	87,0	1,50	1,00	1,02	1,00	0,51	104	112	7
17	2200	337	6,50	101	1,50	1,07	1,02	1,00	0,49[1]	125	118	— 5
9	3553	533	6,70	100	1,50	1,07	1,04	1,00	—	127	114	—10
65	5112	1133	4,52	109	1,45	1,07	1,10	1,00	0,49	93,5	102	9
13	540	58,8	9,20	74,0	1,50	1,00	1,10	1,00	0,49	128	93,3	—27
6	697	71,0	9,80	62,0	1,50	1,00	1,00	1,00	—	116	78,5	—32
7	58,0	6,70	8,70	97,0	1,50	1,00	1,00	1,00	—	159	174	9
6	700	128	5,48	98,0	1,45	1,00	1,30	1,07	—	101	96,5	— 5
9	1421	280	5,10	136	1,40	1,00	1,18	1,04	—	132	129	— 2
14	1724	318	5,42	110	1,40	1,00	1,15	1,04	0,39	113	104	— 8
10	440	756	5,82	118,0	1,50	1,00	1,25	1,00	—	131	143	9

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

№ п.п.	Река	Створ	Площадь водосбора, км²	Период использованных наблюдений
281	Москва	Макарово	1410	1924—1944
282	Москва	Звенигород	5000	1917—1947
283	Москва	Бабьегородская плотина	8170	1892—1922, 1924—1935
284	Руза	Руза	2100	1925—1947
285	Руза	Покров	1270	1930—1936
286	Озерна	Карповка	502	1938—1946
287	Истра	Бужарово	1010	1920—1922, 1924—1935
288	Истра	Павловская слобода	1790	1925, 1927—1935
289	Пахра	Макарово	1760	1925, 1927—1928, 1930, 1933—1942
290	Пехорка	Кучино	124	1924—1930, 1932—1934
291	Перская	Куровская	542	1930—1933
292	Яуза	Ватутино	137	1926—1933, 1935
293	Северка	Б. Алексеево-Авдотьино	635	1925—1934
294	Цна	Старый Спас . . .	717	1929—1946
295	Мокша	Темников	15760	1934—1946
296	Мокша	Шевелевский майдан	28570	1934—1945
297	Мокша	Ниже впадения Цны	50030	1920, 1922—1941
298	Вад	Авдалово	1980	1936—1941, 1946, 1947
299	Цна	Княжево	13600	1938—1946
300	Клязьма	Городок	5300	1920—1945
301	Клязьма	Городище	7900	1927—1942
302	Клязьма	Владимир	15190	1917, 1919—1946
303	Клязьма	Ковров	25830	1919, 1929, 1933—1946
304	Воря	Каблуково	807	1938—1941, 1943—1946
305	Поля	Кривандино	434	1933—1935, 1938—1947
306	Лух	Талицы	3210	1929—1932, 1934—1935
307	Уводь	Объедово	3570	1936—1947
308	Кама	Волосницкое . . .	9770	1930—1943
309	Кама	Кайгородское . . .	13760	1930—1937
310	Кама	Гаинского	27650	1931—1943
311	Вишера	Усть-Вельс	2900	1933—1937
312	Вишера	Митракова	9020	1901—1924, 1929—1943
313	Вишера	Рябинин перевоз .	30820	1929—1935, 1937, 1938, 1941
314	Колва	Петрецово	3530	1928—1943
315	Колва	Подбобыка	11930	1927—1942
316	Колва	Покчинская	14550	1930—1934, 1936—1938, 1941—1943

[1] За 16 лет

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Приложение 2 (продолжение)

Число лет	$\bar{Q}_{\text{маке}}$, м³/сек	$\bar{Q}_{\text{поз}}$, м³/сек	$\delta = \frac{Q_M}{\bar{Q}_{II}}$	A, мм	B	C	Коэффициент лесистости f_1	Коэффициент заболоченности f_2	C_0	$\bar{q}_{\text{маке}}$ фактич., л/сек км²	$\bar{q}_{\text{маке}}$ вычислен., л/сек км²	Отклонение вычисленного от наблюденного, %
21	288	38,0	7,60	142	1,50	1,00	1,16	1,00	0,44	204	198	— 3
31	726	113	6,45	119	1,50	1,00	1,29	1,00	0,43	145	135	— 7
43	1170	199	5,90	129	1,50	1,00	1,48	1,00	0,41	144	129	—10
23	317	48,2	6,60	121	1,50	1,00	1,31	1,00	0,49	151	152	0
7	204	29.6	6,90	123	1,50	1,00	1,30	1,00	—	160	164	2
9	64,2	12,0	5,35	126	1,50	1,00	1,48	1,05	—	139	128	— 8
14	169	24,4	6,92	127	1,50	1,00	1,52	1,00	0,74	167	163	— 2
10	234	40,0	5,85	118	1,50	1,00	1,50	1,00	—	131	142	8
15	227	34,4	6,60	103	1,50	1,00	1,31	1,00	0,43	129	133	3
10	9,16	1,42	6,45	60,0	1,00	1,00	1,33	1,00	—	74,0	71,5	— 3
4	43,1	9,90	4,35	96,0	1,00	1,00	1,30	1,05	—	79,5	91,7	15
9	12,9	1,76	7,30	67,7	1,50	1,00	1,15	1,00	—	94,5	106	12
10	107	10,7	10,0	89	1,50	1,00	1,30	1,00	—	168	131	—22
18	89,2	14,6	6,10	107	1,00	1,00	1,39	1,06	0,51	124	95.0	—24
13	1193	250	4,77	83,5	1,40	1,00	1,15	1,00	—	76.1	81,5	7
12	1124	374	3,00	69,0	1,25	0,93	1,15	1,00	—	39,5	52,2	33
21	2448	647	3,77	68,0	1,15	1,00	1,12	1,02	0,52	49,0	46,8	— 4
8	246	35,2	7,00	97,0	1,50	1,00	1,08	1,00	—	124	143	15
9	916	189	4,84	73,5	1,00	1,07	1,15	1,00	—	67,5	56,0	—17
26	395	90,5	4,38	90,0	1,25	1,00	1,46	1,02	0,58	74,5	68,2	— 8
16	594	151	3,94	101	1,15	1,00	1,46	1,02	0,42	75,0	76,5	2
29	909	259	3,50	90,0	1,10	1,00	1,44	1,04	0,57	59,7	59,5	0
16	1193	413	2,90	84,0	1,05	1,00	1,43	1,07	0,42	46,2	48,3	5
8	105	17,8	5,90	116	1,25	1,00	1,60	1,00	—	130	124	— 4
13	35,5	8,07	4,40	96,0	1,00	1,00	1,44	1,07	0,56	82,0	87,5	7
6	251	70,0	3,60	115	1,00	1,00	1,38	1,05	—	78.2	85,5	9
13	355	65,2	5,53	96,2	1,00	1,00	1,22	1,07	0,71	101	73,5	—28
14	665	236	2,82	127	1,00	1,00	1,70	1,03	0,22	68,1	75,3	10
8	635	261	2,43	100	1,00	1,00	1,70	1,05	—	46,1	55,6	20
13	1270	605	2,10	115	1,00	1,00	1,72	1.06	—	45,9	57,7	26
5	715	192	3,72	349	—	—	1,99	1,00	—	247	228	— 8
39	1710	577	2,97	337	—	—	1,94	1,01	0.20	190	192	1
10	3560	1538	2,31	263	—	—	1,88	1,02	—	115	129	12
15	419	123	3,40	183	—	—	1,95	1,01	0,31	119	116	— 2
16	1015	421	2,42	185	—	—	1,89	1,01	0,26	85,0	104	22
11	1043	461	2,26	167	—	—	1.87	1,02	—	72,0	90,5	26

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

№ п/п.	Река	Створ	Площадь водосбора, км²	Период использованных наблюдений
317	Березовая	Болдырья	2920	1930—1932, 1935, 1942
318	Яйва	Послудинское	5040	1933—1943
319	Косьва	Курень Медвежий	3870	1931—1935
320	Косьва	Нижняя Губаха	4870	1929—1946
321	Косьва	Останино	6770	1931—1937
322	Иньва	Агишево	4680	1931—1935
323	Обва	Ильинское	7120	1931—1936, 1938—1940
324	Чусовая	Перевал	1500	1912—1924 (с перерывом)
325	Чусовая	Харенки	8350	1913—1916, 1929—1937
326	Чусовая	Кончик	11160	1881—1932, 1934—1942
327	Чусовая	Архиновка	15650	1913—1915, 1927—1937
328	Чусовая	Чусовские городки	23900	1881—1943
329	Серебряная	Серебрянский завод	970	1928—1938
330	Койва	Федотовка	1400	1933—1938, 1940—1943
331	Вильва	Курень Узких	2930	1932—1941
332	Усьва	Усьва	2200	1932—1943
333	Сылва	Молебский завод	3830	1930—1934, 1936—1942
334	Сылва	Суксунский завод	6570	1930—1943
335	Кама	Бондюг	45500	1911—1924, 1930—1942
336	Сылва	Троицк	21900	1931—1936, 1938—1943
337	Бабка	Балалы	2020	1932—1937, 1939—1942
338	Ирень	Шубина	5590	1933—1937
339	Сива	Беркуты	4760	1933—1940
340	Белая	Бельская мельница	945	1932—1937
341	Белая	Аркий камень	2300	1932—1947
342	Белая	Бугоровка	17280	1919—1943
343	Тирляи	Лесной кордон	330	1932—1941
344	Б. Шугуш	Андреевское	2680	1935—1941, 1943—1947
345	Б. Шугуш	Ново-Сейтово	340	1934—1942, 1946, 1947
346	Зиган	Тугаево	1450	1933—1941
347	Ашкадар	Веселый	2360	1934—1941
348	Б. Инзер	Серегино	1020	1931—1942, 1944—1947
349	Б. Инзер	Лемезинский завод	4050	1933—1940
350	М. Инзер	Айгир	810	1932—1937, 1939—1947
351	Уфа	Нязепетровск	380	1932—1941
352	Уфа	Красноуфимск	14230	1930, 1932—1947
353	Уфа	Шафеево	36450	1913—1947
354	Уфа	Дудкинское	52700	1932—1935, 1938—1943
355	Ай	Орловский рудник	794	1939—1946
356	Ай	Златоуст	1150	1936—1947
357	Ай	Новая Пристань	5658	1933—1940
358	Ай	Лаклы	6100	1936—1943
359	Ай	Метели	13900	1934—1935, 1938—1947

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Приложение 2 (продолжение)

Число лет	$\bar{Q}_{макс}$, м³/сек	$\bar{Q}_{пол}$, м³/сек	$\delta = \frac{\bar{Q}_м}{\bar{Q}_п}$	A, мм	B	C	Коэффициент лесистости f_1	Коэффициент заболоченности f_2	C_v	$\bar{q}_{макс}$ фактич., л/сек км²	$\bar{q}_{макс}$ вычисл., л/сек км²	Отклонение вычисленного от наблюденного, %
11	425	117	3,64	211	—	—	1,80	1,00	—	146	145	— 1
11	612	225	2,72	235	—	—	1,90	1,00	—	122	147	20
5	638	190	3,35	259	—	—	1,99	1,00	—	165	164	— 1
18	750	232	3,37	250	—	—	1,99	1,00	0,26	154	153	— 1
7	842	235	3,58	181	—	—	1,90	1,00	—	124,5	109	—12
5	410	109	3,74	123	1,0	1,0	1,60	1,00	—	88,0	84,3	— 4
9	600	156	3,85	115	1,0	1,0	1,36	1,00	—	84,0	81,1	— 3
10	77,3	24,1	3,21	84,0	—	—	1,45	1,33	—	51,5	52,6	2
13	580	178	3,26	112	—	—	1,72	1,07	—	69,4	65,0	— 6
61	862	271	3,18	128	—	—	1,73	1,05	0,31	77,2	73,0	— 5
14	1212	413	2,94	139	—	—	1,75	1,04	—	77,5	75,6	— 2
63	2470	803	3,08	177	—	—	1,81	1,03	0,34	103	90,3	—12
11	91,5	20,8	4,40	113	—	—	1,85	1,00	—	94,5	88,0	— 7
10	156	44,3	3,53	167	—	—	1,99	1,00	—	112	120	7
10	438	119	3,68	177	—	—	1,99	1,00	—	150	139	— 7
12	322	104	3,09	249	—	—	1,99	1,00	0,24	146	167	14
12	437	110	3,95	152	—	—	1,91	1,01	—	114	97	—15
14	491	149	3,29	120	—	—	1,68	1,00	0,31	74,5	77	3
27	2305	1123	2,05	130	1,0	1,0	1,74	1,08	0,34	50,7	59,6	17
12	1280	436	2,94	105	—	—	1,76	1,00	—	58,5	56,7	— 3
10	209	46,7	4,47	125	—	—	1,74	1,00	—	103	89,2	—13
5	259	82,5	3,14	78	—	—	1,36	1,00	—	46,4	56,7	22
8	380	69,5	5,46	77	—	—	1,08	1,00	—	79,8	64,5	—19
6	44,2	11,2	3,96	62	—	—	1,61	1,00	—	46,9	51,8	10
16	171	43,5	3,93	99	—	—	1,65	1,00	0,44	74,5	73,0	— 2
25	1430	449	3,19	136	—	—	1,38	1,00	0,33	83,0	86,2	4
10	59,9	13,8	4,33	221	—	—	1,75	1,00	—	182	203	11
12	585	141	4,15	277	—	—	1,68	1,00	0,22	217	197	— 9
11	74,5	19,9	3,75	310	—	—	1,99	1,00	—	219	262	20
9	246	61,5	4,00	223	—	—	1,42	1,00	—	170	189	11
7	156	21,7	7,20	49	1,50	1,0	1,01	1,00	—	66,2	69,7	5
16	136	38,3	3,56	202	—	—	1,87	1,01	0,30	133	148	12
8	474	133	3,56	173	—	—	1,87	1,01	—	117	110	— 6
15	175	41,5	4,23	275	—	—	1,98	1,02	0,26	216	202	— 7
10	281	69,9	4,02	97	—	—	1,61	1,02	—	74,0	68,0	— 8
17	893	291	3,06	108	—	—	1,70	1,01	0,40	62,8	60,5	— 4
35	2143	796	2,75	115	—	—	1,54	1,01	0,46	59,0	61,5	4
10	2497	1114	2,24	111	1,0	0,93	1,52	1,01	—	47,3	53,0	12
8	73,4	19,8	3,70	131	—	—	1,70	1,03	—	92,5	106	14
12	110	29,3	3,77	154	—	—	1,66	1,03	0,51	96,0	103	8
8	374	112	3,34	104	—	—	1,47	1,02	—	65,9	71,8	9
8	441	131	3,36	113	—	—	1,47	1,02	—	72,3	77,0	6
12	692	242	2,86	91,0	—	—	1,33	1,04	0,41	49,5	60,2	21

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

№ п/п.	Река	Створ	Площадь водосбора, км²	Период использованных наблюдений
360	Б. Сарс	Султанбеково . . .	1350	1936—1942
361	Тюй	Гумбино	2100	1936—1947
362	Юрюзань	Екатериновка . . .	1580	1932—1947
363	Юрюзань	Трапезниково . . .	7000	1940—1947
364	Юрюзань	Бурунгут	7850	1936—1940
365	Быстрый Таныи	Алтаево	4360	1935—1947
366	Иж	Лебединое озеро . .	7460	1934—1937, 1939—1944
367	Степной Зай	Заинск	3120	1934—1937, 1939—1941
368	Шешма	Петропавловская .	3050	1934—1942
369	Вятка	Слободское	23100	1882—1915, 1921—1930, 1932—1934
370	Вятка	Киров	48300	1878—1931, 1933, 1934
371	Молома	Щетинки	9700	1925—1934, 1938—1944
372	Чепца	Сезенево	18640	1938—1944
373	Чепца	Глазов	9700	1937—1944
374	Чепца	Полом	5930	1933—1944
375	Летка	Казань	3270	1933—1944
376	Быстрица	Шипицино	3540	1925—1935, 1938—1941
377	Кильмез	Кильмез	16000	1931—1935, 1938—1940
378	Урал	Верне-Кизильское .	4280	1932—1943
379	Урал	Кизильское	15920	1932—1933, 1935—1943
380	Сакмара	В. Галеево	3650	1931—1941
381	Сакмара	Ак-Юлово	5560	1932—1933, 1935—1941
382	Сакмара	Сакмарское	27690	1920—1930, 1932—1942
383	Урман-Зиланр	Ак-Юлово	1250	1933, 1937—1943
384	Большой Ик	Поляковка	6020	1925—1929, 1932—1941
385	Большой Ик	Мраково	1650	1933—1942
				Бассейн Карского моря
386	Лозьва	Першино	6080	1933—1941
387	Ивдель	Ивдель	2420	1935—1941
388	Сосьва	Денежкино	4680	1934—1943
389	Лобва	Лобва	2915	1933—1943
390	Ляля	Титово	6230	1934, 1937—1941
391	Тура	Верхотурье	4700	1894—1937, 1939—1941
392	Тагил	Махнево	7525	1895—1917, 1919, 1926
393	Уй	Троицк	7510	1934—1941, 1943

[1] За 16 лет

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Приложение 2 (продолжение)

Число лет	$\bar{Q}_{\text{маке}}$, м³/сек	$\bar{Q}_{\text{пол}}$, м³/сек	$\delta = \frac{\bar{Q}_{\text{м}}}{\bar{Q}_{\text{п}}}$	A, мм	B	C	Коэффициент лесистости f_1	Коэффициент заболоченности f_2	C_v	$\bar{q}_{\text{маке}}$ фактич., л/сек км²	$\bar{q}_{\text{маке}}$ вычисл., л/сек км²	Отклонение вычисленного от наблюденного, %
7	105	26,6	3,93	104	—	—	1,49	1,00	—	77,5	84,5	9
12	196	58,5	3,36	146	—	—	1,49	1,00	0,26	93,3	115	24
16	198	60,6	3,27	201	—	—	1,71	1,00	0,40	126	153	21
8	604	199	3,04	149	—	—	1,56	1,00	—	86,8	97	13
6	506	172	2,94	115	—	—	1,56	1,00	—	64,5	74,0	15
13	263	98,2	2,68	108	1,00	1,00	1,40	1,00	0,45	60,5	80,5	33
10	405	110	3,87	85,2	1,10	0,93	1,21	1,08	—	54,5	60,3	10
7	104	21,7	4,80	36,7	1,50	1,00	1,20	1,00	—	33,3	46,7	39
9	232	35,0	6,65	60,5	1,50	1,00	1,20	1,00	—	76,0	75,2	— 1
47	1590	68,3	2,34	156	1,00	0,85	1,62	1,03	—	68,8	72,3	5
56	2940	1273	2,31	139	1,05	0,77	1,40	1,02	0,24	60,8	60,8	0
17	739	262	2,81	143	1,00	0,93	1,50	1,02	0,26	76,0	83,5	10
7	1790	481	3,72	136	1,05	1,00	1,18	1,00	—	96,0	96,0	0
8	980	260	3,75	142	1,00	1,07	1,32	1,00	—	101	105	4
12	654	136	4,81	121	1,00	1,15	1,37	1,00	0,38	110	100	— 9
12	212	75,3	2,81	122	1,00	1,00	1,68	1,00	0,20	65,0	85,5	30
15	505	64,0	7,90	95,0	1,50	1,00	1,08	1,04	0,38	142	120	—16
8	876	280	3,12	92,0	1,20	0,93	1,50	1,02	—	54,5	60,5	11
14	165	37,3	4,43	46,0	—	—	1,22	1,02	1,14[1]	38,6	36,2	— 6
10	540	108	6,71	36,0	1,25	1,00	1,14	1,00	—	33,9	31,3	— 8
11	142	31,7	4,50	46,0	—	—	1,44	1,00	—	39,0	34,4	—11
9	250	61,0	4,10	58,0	—	—	1,50	1,00	—	45,0	40,0	—11
22	1830	571	3,20	109	1,20	0,77	1,27	1,00	0,63	66,1	62,0	— 6
8	103	26,9	3,83	113	—	—	1,67	1,00	—	82,5	89,8	9
15	564	174	3,24	152	—	—	1,29	1,00	0,53	93,6	113	21
10	205	48,0	4,30	153	—	—	1,46	1,00	—	124	125	1
(притоки р. Тобол)												
9	411	149	2,76	129	—	—	1,60	1,16	—	67,7	74,0	9
7	178	53,2	3,35	116	—	—	1,66	1,07	—	73,6	79,3	8
10	235	92,8	2,53	104	—	—	1,16	1,78	—	50,5	47,0	7
11	191	53,6	3,99	97	—	—	1,45	1,30	—	73,5	57,1	12
6	288	98,8	2,91	84	—	—	1,51	1,27	—	46,2	45,1	— 2
46	310	90,0	3,45	101	—	—	1,60	1,20	0,64	66,0	57,5	—13
25	355	104	3,41	73	—	—	1,32	1,41	0,50	47,2	36,8	—22
9	165	28,3	5,85	20	1,50	1,00	1,15	1,02	—	22,0	22,6	2

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

№ п/п.	Река	Створ	Площадь водосбора, км²	Период использованных наблюдений
				Реки крайнего
394	Б. Узень	Новоузенск	7480	1919, 1920, 1924, 1926—1929, 1931—1932, 1934—1939, 1941, 1948—1949
395	М. Узень	Малоузенск	3930	1929, 1931—1932, 1934—1938, 1940, 1942—1944, 1946—1949
396	Еруслан	Песчанка	4200	1933—1938, 1940—1942, 1948
397	Б. Карман	Советское	3520	1923—1927, 1929, 1931—1932, 1934—1936, 1938, 1940—1945
398	Камелик	Ново-Спасское . .	8900	1929, 1931—1938, 1949
399	Чапаевка	Подъем Михайловский	1480	1933—1934, 1936, 1942, 1944—1947, 1949
400	Б. Иргиз	Селезниха	2100	1931—1935, 1938—1943 1948—1949

[1] За 19 лет.
[2] За 18 лет.
[3] За 17 лет.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Приложение 2 (окончание)

Число лет	$\bar{Q}_{макс}$, м³/сек	$\bar{Q}_{пол}$, м³/сек	$\delta = \frac{\bar{Q}_M}{\bar{Q}_П}$	A, мм	B	C	Коэффициент лесистости f_1	Коэффициент заболоченности f_2	C_v	$q_{макс}$ фактич., л/сек км²	$q_{макс}$ вычисл., л/сек км²	Отклонение вычисленного от наблюденного, %
юго-востока ЕТС												
18	478	51,7	9,22	36,5	1,50	0,85	1,00	1,00	0,85[1]	64,0	—	—
16	244	23,3	10,4	31,2	1,50	0,93	0,93	1,00	1,12[2]	62,2	—	—
10	151	14,2	10,6	17,8	1,50	0,93	1,00	1,00	—	36,0	—	—
16	402	23,8	16,9	35,7	1,50	1,00	1,00	1,00	1,05[3]	114	—	—
10	395	45,3	8,70	26,7	1,50	1,00	1,00	1,00	—	44,4	—	—
9	163	13,0	12,5	44,2	1,50	1,00	1,00	1,00	—	110	—	—
13	190	19,8	9,60	49,0	1,50	1,00	1,00	1,00	—	90,0	—	—

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

ЛИТЕРАТУРА

1. Ф. Г. Зброжек. Сток атмосферных осадков. Изд. МПС, 1901.
2. М. А. Великанов. Гидрология суши. Гидрометеоиздат, 1948.
3. Д. И. Кочерин. Вопросы инженерной гидрологии. Энергоиздат, 1932.
4. Д. Л. Соколовский. Нормы максимального стока весенних паводков рек СССР. Гидрометеоиздат, 1937.
5. В. А. Аполлов. Гидрологические информации и прогнозы. Гидрометеоиздат, 1945.
6. В. В. Поляков. Гидрологический анализ и расчеты. Гидрометеоиздат, 1946.
7. О. А. Шнейдер. Экспериментальное изучение влияния интенсивности снеготаяния на формирование весеннего половодья. Тр. ГГИ, вып. 10. Гидрометеоиздат, 1940.
8. С. И. Небольсин и П. И. Падеев. Элементарный поверхностный сток. Гидрометеоиздат, 1937.
9. А. И. Решетников. Сток снеговых и дождевых вод с элементарных площадок в районе Валдайской возвышенности. НИУ ГУГМС СССР. Гидрометеоиздат, 1945.
10. Д. Л. Соколовский. Гидрологические и водохозяйственные расчеты при проектировании малых ГЭС. Гидрометеоиздат, 1946.
11. А. В. Огиевский. Гидрология суши. Госэнергоиздат, 1941.
12. В. И. Рутковский. Опыт изучения теплового баланса снега в период таяния. «Метеорология и гидрология», № 5, 1941.
13. П. П. Кузьмин. Опыт исследования теплового и водного баланса снеготаяния. Тр. ГГИ, вып. 1 (55). Гидрометеоиздат, 1947.
14. Е. В. Близняк. Принятые в СССР методы расчетов максимальных расходов. Госэнергоиздат, 1951.
15. В. Д. Комаров. Исследование весеннего стока бассейна р. Оки. Тр. Центр. ин-та прогнозов, вып. 4 (31). Гидрометеоиздат, 1947.
16. С. И. Савинов. О таянии снега. «Метеорологический вестн.», 1907.
17. С. М. Горленко. Кадастр солнечной энергии и состояние методики его составления. АН СССР, «Энергетические ресурсы СССР», т. II, 1939.
18. Т. Г. Берлянд. Радиационный и тепловой баланс Европейской территории СССР. Тр. Гл. геофиз. обсерват., вып. 10 (72), 1948.
19. А. С. Смоленский. Обзор погоды за 1908 год. Наблюдения метеорологической обсерватории Московского с.-х. ин-та за 1908 г.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

20. И. Г. Дмитриева. О прогнозе максимальных весенних уровней воды (на примере р. Урал). Тр. Центр. ин-та прогнозов, вып. 5 (32), 1947.
21. В. А. Гуцало Предвычисление гидрографов стока для больших бассейнов. Тр. Киевской научно-исслед.-гидролог. обсерват., вып. 4 (5), 1949.
22. Б. П. Казанцев. Предвычисление гидрографа талых вод в бассейне значительных размеров по гидрометеорологическим данным. Тр. Центр. ин-та прогнозов, вып. 6 (33), 1947.
23. Г. П. Калинин. О предвычислении гидрографа весеннего половодья. Тр. Центр. ин-та прогнозов, вып. 6 (33), 1947.
24. Е. Г. Попов. Тепловой баланс и интенсивность снеготаяния. Тр. Центр. ин-та прогнозов, вып. 9 (36), 1948.
25. В. Д. Комаров. О процессах формирования половодья на малой реке и предвычисление его гидрографа. Тр. Центр. ин-та прогнозов, вып. 6 (33), 1947.
26. М. А. Великанов. Время добегания, как фактор формирования поверхностного стока. «Метеорология и гидрология», № 9, 1941.
27. А. И. Воейков. Снежный покров, его влияние на климат и погоду и способы исследования. Зап. Русск. географ. об-ва, т. XVIII, № 1, 1889.
28. П. Н. Галахов. Снеговой покров в лесу. «Метеорология и гидрология», № 3, 1940.
29. А. Я. Ойя. Водный баланс снеготаяния под пологом леса. Тр. ГГИ, вып. 16 (17), 1949.
30. П. П. Кузьмин. Радиационный баланс полога леса в период снеготаяния. Тр. ГГИ, вып. 16 (17), 1949.
31. А. Д. Дубах. Сток по логам в районе Валдайской возвышенности. Тр. ЦИУ ГУГМС СССР. Гидрология суши, серия IV, вып. 17, ГГИ, 1945.
32. П. Д. Антонов. Метод расчета объема весеннего половодья на реках Европейской части СССР. Тр. Научно-исслед. учреждений Гидрометслужбы СССР, серия IV, вып. 3, 1941.
33. К. К. Марков (редактор). Карта геоморфологического районирования СССР. Институт географии АН СССР, 1947.
34. Л. Т. Федоров. Метод расчета максимальных расходов половодий рек Европейской части СССР. «Гидротехн. строительство», № 8, 1949.
35. М. Э. Шевелев. Параметры половодных максимумов. «Гидротехн. строительство», № 6, 1937.
36. П. А. Ефимович и С. В. Титов. Максимальные расходы половодий на реках Московской области. Исследования рек СССР, вып. IV, 1933.
37. В. И. Мокляк. Расчеты весенних максимальных расходов воды. Тр. Киевской научно-исслед. гидролог. обсерват., вып. 3 (4) 1949.
38. С. Н. Крицкий и М. Ф. Менкель. Гидрологические основы речной гидротехники. Изд. АН СССР, 1950.
39. С. Н. Крицкий и М. Ф. Мейкель. Расчеты речного стока. Госстройиздат, 1934.
40. П. А. Ефимович. Вопросы водохозяйственных расчетов и гидрологии. Энергоиздат, 1936.
41. Д. Л. Соколовский. Гидрологические расчеты при устройстве мостовых переходов. Гидрометеоиздат, 1945.
42. Г. Д. Рихтер. Снежный покров, его формирование и свойства, 1945.
43. И. П. Сухарев. Водорегулирующая роль лесных полос. «Лес и степь», № 10, 1951

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

44. Г. Д. Рихтер. Снежный покров и полезащитное насаждение. «Проблемы физической географии», вып. XVI, 1951.
45. В. Р. Вильямс. Избранные сочинения по вопросам борьбы с засухой, 1951.
46. М. И. Львович. Гидрометеорологическое действие лесных полос и принципы их размещения на полях колхозов и совхозов. Труды ГГИ, вып. 23 (77), 1950.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Я. Ф. ПЛЕШКОВ

ВЛИЯНИЕ ГИДРОЛОГИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ И ОШИБОК НА ОТДАЧУ ВОДОХРАНИЛИЩ

1. ОБ ОШИБКАХ И ДОПУСКАХ

В практике водохозяйственного регулирования речного стока в настоящее время можно выделить две группы причин, вызывающих отклонения в эксплуатационном режиме водоемов от их проектного режима или «паспортной производительности».

К первой группе причин относятся случайные ошибки среди гидрологических параметров, как исходных нормативов для водохозяйственного проектирования. Сюда относятся возможные неточности в назначении нормы стока, стандарта, внутригодового распределения стока и т. д.

В связи с этим при невыясненности степени влияния на водное хозяйство ошибок в исходных гидрологических данных нередко приходится пересматривать водохозяйственные параметры, не имея возможности непосредственно оценить количественное значение того или иного отклонения от действительности стоковых характеристик.

Ко второй группе причин относятся те изменения, которые могут возникать с течением времени в речном стоке, так как норму стока в прошлом не всегда можно приравнять к норме стока в будущем.

Норма и другие характеристики стока могут быть нарушены ввиду изменения элементов водного баланса в бассейне реки при изменении физико-географических условий, что вызывается интересами народного хозяйства.

Такое положение возможно в районах с межбассейновой переброской водных масс, с большим развитием ирригации,

403 (2)

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

колхозно-прудового строительства, в районах, где осуществляется агротехнический комплекс Докучаева — Костычева — Вильямса (зяблевая вспашка, снегозадержание, устройство лесозащитных полос и т. д.). Значительное влияние на условия стока могут оказать грандиозные работы по преобразованию природы по Сталинским планам, в частности, великие стройки коммунизма.

Трудно определить суммарное влияние этих факторов на сток, чтобы уверенно назначить гарантированные параметры водохозяйственного регулирования.

При этом единственно надежным дополнительным средством при проектировании может быть количественная оценка возможных допусков, присущих водохозяйственным показателям при тех или иных нарушениях стока [1].

Вот эта возможность не слепой (качественной), а количественно ощутимой оценки допусков, при тех или иных изменениях условий стока, является весьма существенной дополнительной характеристикой водохозяйственного регулирования, представляющей известный практический интерес для эксплуатации или планирования водного хозяйства.

Кроме того, в известных случаях регулирования стока водохранилищем в заданном створе, при изменении стоковых параметров для того же створа (уменьшение площади водосбора, изменение внутригодового распределения стока и т. п.); представляется возможным определить отдачу водохранилища, не производя новых водохозяйственных расчетов, а пользуясь предлагаемыми приемами учета гидрологических «ошибок».

Такой учет возможных отклонений гидрологических нормативов представляет собой подвижную систему приспособления водохозяйственных параметров водоема к переменным условиям стока и водного хозяйства, что позволяет изменять эти параметры вслед за нарушениями условий стока, имея лишь первоначальные проектные данные и не делая многократных промежуточных исследований.

Анализ влияния возможных стоковых ошибок и отклонений на режим водоема имеет также методическое значение для выявления роли и степени необходимой точности при определении того или иного гидрологического параметра и допущении тех или иных ошибок в характеристиках стока.

---

[1] Определение количественных отклонений в стоке под влиянием различных хозяйственных мероприятий в состав настоящей работы не входит и является самостоятельным предметом исследований, которыми к настоящему времени занимается ряд научно-исследовательских учреждений.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

II. ПОРЯДОК ИССЛЕДОВАНИЯ

При изменениях условий стока в результате хозяйственной деятельности человека в бассейне реки эти изменения относятся одновременно к нескольким стоковым параметрам.

Так, величина ожидаемой нормы стока q_0' при отклонении ее от современной нормы q_0 на постоянную величину Δq будет составлять

$$q_0' = q_0 + \Delta q.$$

Нетрудно показать, что при этом будущий коэффициент вариации C_v' годового стока (если $\Delta q = \text{const}$ для каждого года) изменится пропорционально соотношению норм стока настоящего и будущего (или «ошибочного» и действительного):

$$C_v' = \frac{q_0}{q_0 + \Delta q} C_v,$$

а коэффициент асимметрии остается без изменения:

$$C_s' = C_s.$$

Фактически взаимосвязь между отклонениями отдельных параметров является, повидимому, более сложной, так как величина Δq может изменяться из года в год.

При выборе же стоковых характеристик на основе обобщения накопленных гидрологических материалов случайные ошибки могут быть допущены в той или иной из этих характеристик (не обязательно во всех одновременно) и независимо от фактической взаимосвязи между ними. Часто, например, норма стока устанавливается по одним данным, коэффициент вариации — по другим и т. д.

Поэтому в настоящей работе ошибки или изменения (в различных градациях) рассматриваются обособленно по каждому из гидрологических параметров и по возможности в их различных комбинациях.

При этом исследовано изменение основной характеристики водохранилища — его отдачи α (при заданной емкости) — в связи с изменением других элементов стока и водного хозяйства (норма стока q_0, коэффициент вариации годового стока C_v, внутригодовое распределение стока или средняя доля межени в году m, мертвый объем $\beta_{м.о}$ и обеспеченность отдачи P, %).

Рабочая или полезная (регулирующая) емкость водохранилища $\beta_{пол}$ рассматривается как состоящая из многолетней $\beta_м$ и сезонной емкости $\beta_с$:

$$\beta_{пол} = \beta_м + \beta_с.$$

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Слагаемые $\beta_м$ и $\beta_с$ определяются раздельно:
$\beta_м$ — по графикам автора [1] (при $C_s = 2C_v$),
$\beta_с$ — по формулам:
для годичного регулирования, т. е. при $\alpha \leqslant K_{рг}$

$$\beta_с = \alpha t - mK_{рг}; \tag{1}$$

для многолетнего регулирования, т. е. при $\alpha \geqslant K_{рг}$

$$\beta_с = \alpha (t - m), \tag{2}$$

где t — продолжительность низкого стока в долях года;
α — коэффициент зарегулированности стока;
$K_{рг}$ — обеспеченный модульный коэффициент годового стока;
m — средняя доля меженного стока в годовом.

В формулах (1) и (2) продолжительность межени (низкого стока) составляет 10 месяцев в году, продолжительность высокого стока (весеннего половодья) — 2 месяца ($t = 0{,}834$) и средняя доля меженного стока в годовом $m = 0{,}40$, что является типичным, например, для большинства водотоков Украины.

Формула (2) является частным выражением более общего уравнения С. Н. Крицкого и М. Ф. Менкеля для сезонной емкости [2]:

$$\beta_с = \alpha t - m - m\,\frac{1 - K_{рм}}{1 - K_{рг}}(1 - \alpha) \tag{3}$$

и вытекает из него при одинаковой изменчивости меженного ($K_{рм}$) и годового ($K_{рг}$) стока: $C_{vм} = C_{vг}$.

Разница в изменчивости годового и меженного стоков вполне возможна и наблюдается по фактическим стоковым рядам [1]. Но, как показывают исследования, влияние ее в водохозяйственных расчетах при применяемых параметрах регулирования стока весьма невелико.

Так, по данным С. Н. Крицкого и М. Ф. Менкеля, при разнице между $C_{vм}$ и $C_{vг}$ до 50% ($C_{vг} = 0{,}60$, $C_{vм} = 0{,}40$) и при $P = 95 - 97\%$ и $m = 0{,}30 - 0{,}50$, максимальные поправки к рабочей емкости водохранилища, рассчитанной без учета упомянутой разницы, не превышают по абсолютной величине $\Delta\beta = \pm 0{,}09$ и относятся к коэффициентам регулирования в пределах $\alpha = 0{,}25 - 0{,}40$.

С отклонением зарегулированности от указанных выше пределов в сторону увеличения и уменьшения поправки $\Delta\beta$

[1] Хотя при непродолжительных (10—15 лет) наблюдениях, свойственных большинству малых рек СССР, надежное ее определение является затруднительным.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

уменьшаются до нуля, и для наиболее часто применяемого в условиях Украины регулирования стока $\alpha = 0{,}65 - 0{,}75$ (при $P = 95 - 97\%$) поправка $\Delta\beta$ даже при соотношении $\frac{C_{vr}}{C_{vм}} = 1{,}50$ составляет всего лишь 4—6% от всей полезной емкости водохранилища.

Незначительная величина поправок $\Delta\beta$ позволила отказаться от усложнения расчетов сезонной емкости по формуле (3) и принять за основу формулы (1) и (2).

При указанном выше определении рабочей емкости водоема содержание исследования сводилось к следующему.

Для установленных рабочих объемов, соответствующих расчетным («ошибочным») отдачам $\alpha_р$, методом подбора [по графикам автора для многолетней емкости и по формулам (1) и (2)] определяется действительная («неошибочная») отдача $\alpha_р^д$.

При этом по каждому из всех гидрологических и водохозяйственных параметров ошибка (или отклонение) учитывается изолированно, т. е. при неизменности всех остальных параметров [1].

Ошибка в норме стока (или в суммарном стоке за средний год до створа плотины M_0) дана в относительных величинах $n = \frac{M_0^д}{M_0^р}$, имея в виду, что рабочий объем и отдача водоема прямо пропорциональны объему данного стока за средний год.

Обозначениями в соотношении для n являются:

$M_0^д$ — действительный нормальный сток,

$M_0^р$ — расчетный нормальный сток.

Анализ изолированных ошибок по другим параметрам приводится при их абсолютных расчетных величинах.

Получаемые в результате расчетов (подбором) величины $K = \frac{\alpha_р^д}{\alpha_р^р}$ представляют собой действительную зарегулированность стока в долях от расчетной, а абсолютная отдача при этом будет равна произведению K на $\alpha_р^р$ и на действительный объем стока за средний год:

$$\sum Q_{обр} = \alpha_р^д M_0^д = K\alpha_р^р M_0^д. \qquad (4)$$

---

[1] О комбинированных ошибках см. ниже (стр. 258).

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Расчетные данные для четырех коэффициентов регулирования, четырех обеспеченностей, пяти коэффициентов вариации, пяти значений меженного стока (m) и семи ошибок в норме стока представляют собой достаточный и надежный интерполяционный диапазон для установления искомых результатов при любых других (промежуточных) значениях ошибок по каждому из указанных выше параметров.

Исследование влияния на отдачу водоема рассматриваемых изолированных (и комбинированных) ошибок или изменений приводится ниже.

III. ОШИБКИ В НОРМЕ СТОКА

Являясь одним из основных исходных гидрологических параметров для задания по водохозяйственному регулированию, норма стока, наряду с другими его характеристиками, определяет собой отдачу водохранилищ при заданной емкости последнего, и наоборот.

Понятно, что ошибки в определении нормы стока (или отклонения от нее) должны, в связи с этим, оказать влияние на гарантированную отдачу водохранилища.

Эти ошибки могут быть следующего происхождения:

а) Ошибки являются результатом неправильного использования гидрометрических материалов или низкого качества данных о стоке (то же относится и к использованию изолиний, основанных на ненадежных в пределах данного района стоковых материалах). В таком случае подлежат исправлению (или оценке по своей значимости) *ошибки проектирования.*

б) Ошибки, возникшие на некотором этапе эксплуатации водоема и вызванные различными влияющими на сток хозяйственными мероприятиями в бассейне реки (агромелиорация, лесонасаждение, строительство прудов, водоотъем на орошение и т. п.).

При этом водохранилище должно быть охарактеризовано по своим параметрам соответственно *отклонениям в условиях эксплуатации.*

Как в том, так и в другом случае влияние ошибок может быть оценено (и учтено в качестве корректива) размерами вызванного ими изменения отдачи.

Величины отдачи водохранилища (в долях от расчетной), соответствующие различным значениям ошибок в норме стока для различных P %, C_v и α_p^p, приведены в табл. 1, из которой следует:

а) Влияние той или иной ошибки в норме стока на отдачу водохранилища остается одинаковым или слабо изменяющимся

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Таблица 1

Значения коэффициентов K при отклонении действительной нормы стока $q_0^д$ от расчетной $q_0^р$

$$K = \frac{\alpha_р^д}{\alpha_р^р} = f\left(\alpha_р^р,\ P,\ C_v,\ \frac{q_0^д}{q_0^р}\right) \text{ при } m = 0{,}40$$

P %		$P = 75\%$				$P = 85\%$				$P = 95\%$				$P = 97\%$			
$n = \frac{q_0^д}{q_0^р}$ \ $\alpha_р^р$		0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80
						$C_v = 0{,}30$											
0,55	Естественный сток	1,19	1,27	1,19	1,03	1,28	1,22	1,18	1,19	1,26	1,22	1,15	1,22	1,26	1,22	1,13	
0,70		1,10	1,18	1,10	1,01	1,14	1,14	1,10	1,09	1,17	1,13	1,09	1,11	1,14	1,13	1,08	
0,85		1,04	1,07	1,04	1,01	1,06	1,07	1,04	1,04	1,08	1,06	1,05	1,04	1,07	1,05	1,04	
1,00		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
1,15		0,97	0,94	0,94	0,99	0,96	0,94	0,96	0,97	0,94	0,95	0,96	0,97	0,93	0,95	0,96	
1,30		0,95	0,90	0,89	0,98	0,93	0,89	0,93	0,96	0,89	0,91	0,92	0,94	0,90	0,91	0,92	
1,45		0,92	0,87	0,85	0,98	0,90	0,85	0,89	0,93	0,86	0,89	0,89	0,92	0,84	0,87	0,89	
						$C_v = 0{,}40$											
0,55		1,02	1,26	1,22	1,19	1,13	1,27	1,21	1,18	1,30	1,27	1,22	1,13	1,28	1,28	1,22	1,13
0,70		1,01	1,13	1,14	1,10	1,07	1,18	1,12	1,10	1,16	1,15	1,13	1,09	1,17	1,16	1,14	1,09
0,85		1,00	1,05	1,08	1,05	1,03	1,07	1,05	1,05	1,07	1,06	1,06	1,04	1,07	1,07	1,06	1,04
1,00		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
1,15		1,00	0,96	0,94	0,96	0,98	0,95	0,96	0,96	0,94	0,95	0,95	0,96	0,94	0,94	0,95	0,96
1,30		0,99	0,93	0,89	0,93	0,96	0,90	0,92	0,92	0,91	0,90	0,90	0,92	0,90	0,89	0,90	0,93
1,45		0,99	0,90	0,85	0,91	0,95	0,87	0,88	0,89	0,88	0,86	0,86	0,89	0,86	0,86	0,86	0,90

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Таблица 1 (продолжение)

P %	$P = 75\%$				$P = 85\%$				$P = 95\%$				$P = 97\%$			
$n = \frac{q_0^{\text{п}}}{q_0^{\text{р}}}$ \ $\alpha_{\text{р}}^{\text{р}}$	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80
$C_v = 0{,}50$																
0,55	1,10	1,29	1,18	1,20	1,24	1,22	1,23	1,18	1,24	1,32	1,22	—	1,31	1,31	1,21	—
0,70	1,05	1,16	1,10	1,11	1,13	1,13	1,13	1,11	1,13	1,19	1,13	1,08	1,17	1,18	1,13	1,08
0,85	1,02	1,06	1,05	1,05	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,09	1,06	1,04	1,08	1,08	1,05	1,04
1,00	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
1,15	0,99	0,95	0,95	0,95	0,97	0,93	0,95	0,95	0,95	0,94	0,94	0,96	0,94	0,93	0,95	0,96
1,30	0,97	0,91	0,89	0,93	0,93	0,91	0,91	0,91	0,89	0,89	0,89	0,93	0,91	0,88	0,90	0,93
1,45	0,96	0,88	0,85	0,89	0,91	0,84	0,87	0,88	0,85	0,85	0,85	0,90	0,83	0,84	0,86	0,90
$C_v = 0{,}60$																
0,55	1,18	1,24	1,22	1,20	1,27	1,28	1,22	—	1,34	1,32	1,22	—	1,37	1,30	1,21	—
0,70	1,10	1,16	1,12	1,12	1,18	1,15	1,15	1,11	1,20	1,19	1,13	—	1,20	1,16	1,13	—
0,85	1,04	1,08	1,05	1,05	1,07	1,07	1,06	1,05	1,07	1,09	1,06	1,04	1,08	1,08	1,06	—
1,00	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
1,15	0,97	0,94	0,96	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,93	0,93	0,95	0,96	0,93	0,93	0,95	0,96
1,30	0,96	0,89	0,92	0,91	0,91	0,91	0,90	0,91	0,87	0,88	0,89	0,93	0,86	0,87	0,90	0,93
1,45	0,93	0,86	0,90	0,88	0,87	0,89	0,86	0,86	0,84	0,83	0,85	0,90	0,82	0,82	0,86	0,90
$C_v = 0{,}70$																
0,55	1,26	1,20	1,26	—	1,24	1,32	1,27	—	1,41	1,31	—	—	1,39	1,29	—	—
0,70	1,14	1,11	1,13	1,13	1,13	1,18	1,16	—	1,26	1,19	1,13	—	1,23	1,16	1,13	—
0,85	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,08	1,07	1,06	1,09	1,09	1,06	—	1,09	1,07	1,06	—
1,00	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
1,15	0,96	0,96	0,94	0,94	0,96	0,94	0,94	0,95	0,92	0,93	0,95	0,96	0,92	0,93	0,95	—
1,30	0,92	0,90	0,90	0,90	0,90	0,89	0,89	0,90	0,86	0,86	0,89	0,93	0,86	0,87	0,90	—
1,45	0,90	0,86	0,87	0,87	0,86	0,85	0,85	0,86	0,82	0,81	0,85	0,90	0,81	0,82	0,86	—

Примечание. Коэффициенты K для промежуточных значений n (а также $\alpha_{\text{р}}^{\text{р}}$, C_v, $P\%$) могут быть определены интерполяцией

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3
Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

особенности при малых ошибках $\Delta q = \pm 15 - 30\%$) — независимо от величин $P\,\%$ и C_v, за исключением случаев, когда водохранилище переходит на сезонное регулирование (с существенным для него значением специфики в соотношениях внутри годового распределения стока и водоотдачи).

б) Чем больше ошибка в норме стока, тем больше отклонение в отдаче водохранилища от расчетной, но относительное изменение отдачи при различных ошибках значительно менее относительной величины ошибок и составляет $\pm 4-9\%$ при $\Delta q = \pm 15\%$. С увеличением α влияние ошибок сглаживается.

Примеры. 1. Водохранилище запроектировано при условиях: $q_0 = 2{,}35$ л/сек км², $W_0 = 30$ млн. м³/год, $m = 0{,}40$, $C_v = 0{,}40$, $\alpha_p^p = 0{,}50$, $P = 97\%$. С течением времени установлено, что действительная величина q_0 составляет 2,0 л/сек км², $W_0 = 25{,}5$ млн. м³/год. Определить соответствующее изменение отдачи водоема принятой емкости.

Соотношению $n = \dfrac{q_0^д}{q_0^р} = \dfrac{2{,}0}{2{,}35} = 0{,}85$ при указанных выше данных соответствует $K = 1{,}07$ (по табл. 1), т. е. отдача $\alpha_p^д$ при новых условиях равна 1,07 (или 107%) от расчетной $\alpha_p^р$ или $\alpha_p^д = 1{,}07 \times 0{,}50 = 0{,}535$ по отношению к новой норме притока: $\Sigma Q_{бр}^д = 0{,}535 \times 25{,}5 = 13{,}63$ млн. м³/год, что составляет $kn = 1{,}07 \times 0{,}85 = 0{,}91$ (или 91%) от абсолютной расчетной отдачи.

2. Водохранилище построено при следующих гидрологических и водохозяйственных условиях: $q_0 = 2{,}00$ л/сек км², $W_0 = 25{,}5$ млн. м³/год, $m = 0{,}40$, $C_v = 0{,}40$, $\alpha_p = 0{,}50$, $P = 97\%$. С течением времени в бассейне реки до этого водохранилища построено второе, отсекающее сток $W_0 = 7{,}70$ млн. м³/год и регулирующее его в такой мере, что гарантийные характеристики обоих водоемов определяются стоком с собственного водосбора ($\alpha_{верх} > \alpha_{низ}$) [4]. Определить отдачу низового водохранилища в новых условиях.

Соотношению $n = \dfrac{25{,}5 - 7{,}7}{25{,}5} = 0{,}70$ при указанных выше данных соответствует $K = 1{,}16$ (по табл. 1), т. е. относительная отдача при новых условиях будет составлять 1,16 (116%) от расчетной: $\alpha_p^д = 1{,}16 \times 0{,}50 = 0{,}58$ по отношению к новой норме притока ($\Sigma Q_{бр}^д = 0{,}58 \cdot 17{,}8 = 10{,}33$ млн. м³/год).

Абсолютная величина отдачи при этом будет составлять: $kn = 1{,}16 \times 0{,}70 = 0{,}81$, или 81% от расчетной.

3. Какова будет отдача водохранилища той же емкости, если его создать на соседней реке с теми же m, C_v и $P\,\%$, как и в предыдущем примере, но при $W_0 = 14$ млн. м³/год (вместо 25,5 млн. м³/год). Решение путем определения непосредственного корректива к имеющейся известной отдаче — такое же, как и в примере 2.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Ответ: $n = 0{,}55$; $K = 1{,}28$; $kn = 0{,}704$ (70,4%);

$\Sigma Q^{р}_{бр} = 0{,}5 \cdot 25{,}5 = 12{,}75$ млн. м³/год;

$\Sigma Q^{п}_{бр} = 0{,}704 \cdot 12{,}75 = 9{,}0$ млн. м³/год.

IV. ОШИБКИ В КОЭФФИЦИЕНТЕ ВАРИАЦИИ ГОДОВОГО СТОКА

Если при назначении нормы стока удается использовать гидрометрические данные соседних пунктов и тем самым установить сток для неизученных или малоизученных бассейнов (исходя из однородности физико-географических условий стока), то учет изменчивости годового стока C_v является более затруднительным, так как на величину C_v некоторое влияние оказывает, например, величина водосбора [1].

При этом не исключена возможность ошибок в назначении коэффициента C_v, которые, по изложенному выше, могут быть вызваны проектными или эксплуатационными условиями.

Возникает необходимость оценить водохозяйственную роль допущенных ошибок или возможных отклонений в изменчивости годового стока.

Выполненные в соответствии с § 2 расчеты представлены в табл. 2, из которой следует:

а) За исключением случаев сезонного регулирования стока (так же как это замечено и для q_0), влияние ошибок в коэффициенте вариации на отдачу водохранилища почти не зависит или мало изменяется с изменением $C^{р}_{v}$ и P %, в особенности при малых ошибках (до $\pm 15 - 30\%$).

б) Влияние ошибок становится более заметным в зависимости от $\alpha_р$; с увеличением $\alpha_р$ их влияние уменьшается.

Пример. Для водохранилища с расчетными характеристиками притока $C^{р}_{v} = 0{,}53$ и $m = 0{,}40$ была установлена при $P = 97\%$ отдача $\alpha^{р}_{р} = 0{,}65$.

Как изменится отдача водоема, если принять во внимание, что вариация стока позже была признана равной $C^{п}_{v} = 0{,}45$?

Соотношению $\frac{0{,}45}{0{,}53} = 0{,}85$ при других указанных выше характеристиках стока и водохранилища по табл. 2 соответствует $K = 1{,}076$, т. е. при этом фактическая отдача будет составлять 107,6% от расчетной, или:

$$\alpha^{п}_{р} = 1{,}076;\ \alpha^{р}_{п} = 0{,}70.$$

[1] Как это вытекает из эмпирических формул Крицкого и Менкеля, Соколовского, Антонова и др.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Значения коэффициентов K при отклонении действительного коэффициента вариации годового стока $C_v^д$ от расчетного $C_v^р$ *Таблица 2*

$$K = \frac{\alpha_р^д}{\alpha_р^р} = f\left(\alpha_р^р,\ P,\ C_v^р,\ C_v^д\right) \text{ при } m = 0{,}40$$

P %		$P = 75\%$				$P = 85\%$				$P = 95\%$				$P = 97\%$			
$C_v^д / C_v^р$ \ $\alpha_р^р$		0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80
							$C_v^р = 0{,}30$										
0,55	Естественный сток	1,10	1,07	1,08	1,19	1,13	1,10	1,13	1,26	1,18	1,22	1,15	1,25	1,18	1,22	1,15
0,70		1,06	1,05	1,06	1,12	1,09	1,06	1,09	1,18	1,12	1,14	1,10	1,16	1,11	1,15	1,10
1,85		1,03	1,03	1,03	1,06	1,05	1,03	1,04	1,09	1,06	1,07	1,05	1,07	1,05	1,07	1,05
1,00		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,15		0,97	0,97	0,96	0,94	0,96	0,96	0,96	0,93	0,95	0,93	0,96	0,93	0,93	0,93	0,94
1,30		0,94	0,95	0,94	0,89	0,92	0,93	0,92	0,85	0,90	0,88	0,91	0,85	0,86	0,87	0,90
1,45		0,90	0,93	0,90	0,83	0,88	0,89	0,88	0,79	0,83	0,82	0,87	0,78	0,79	0,83	0,86
							$C_v^р = 0{,}40$										
0,55		1,19	1,13	1,10	1,13	1,23	1,16	1,19	1,16	1,31	1,31	1,24	1,16	1,31	1,33	1,26	1,16
0,70		1,14	1,09	1,07	1,08	1,15	1,11	1,13	1,10	1,20	1,20	1,15	1,11	1,20	1,22	1,16	1,11
0,85		1,07	1,04	1,04	1,05	1,07	1,05	1,06	1,05	1,09	1,10	1,07	1,05	1,10	1,10	1,07	1,05
1,00		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,15		0,94	0,96	0,97	0,96	0,92	0,94	0,92	0,95	0,92	0,90	0,91	0,95	0,92	0,90	0,92	0,95
1,30		0,89	0,91	0,93	0,91	0,85	0,89	0,88	0,90	0,83	0,82	0,85	0,90	0,82	0,80	0,85	0,88
1,45		0,83	0,87	0,90	0,87	0,78	0,85	0,82	0,85	0,74	0,74	0,79	0,85	0,71	0,72	0,80	0,84
							$C_v^р = 0{,}50$										
0,55		1,23	1,16	1,15	1,15	1,28	1,21	1,24	—	1,37	1,37	1,26	—	1,47	1,38	1,28	—
0,70		1,15	1,11	1,11	1,10	1,18	1,14	1,15	1,11	1,24	1,25	1,16	1,12	1,31	1,24	1,18	1,11

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Таблица 2 (продолжение)

$C_v^д / C_v^р$ \ $\alpha_p^р$	$P = 75\%$				$P = 85\%$				$P = 95\%$				$P = 97\%$			
	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80
							$C_v^р = 0{,}50$									
0,85	1,06	1,05	1,06	1,05	1,09	1,07	1,07	1,05	1,12	1,12	1,07	1,06	1,14	1,12	1,07	1,05
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
1,15	0,92	0,95	0,94	0,95	0,91	0,91	0,92	0,94	0,87	0,90	0,92	0,94	0,86	0,90	0,92	0,94
1,30	0,83	0,89	0,87	0,90	0,81	0,82	0,86	0,89	0,73	0,82	0,85	0,89	0,74	0,82	0,85	0,88
1,45	0,77	0,84	0,80	0,85	0,73	0,74	0,78	0,84	0,65	0,73	0,79	0,85	0,69	0,75	0,78	0,83
							$C_v^р = 0{,}60$									
0,55	1,28	1,19	1,23	—	1,33	1,36	1,27	—	1,57	1,40	1,27	—	1,57	1,40	1,29	—
0,70	1,18	1,12	1,15	1,12	1,21	1,24	1,18	1,12	1,34	1,26	1,18	1,11	1,34	1,26	1,18	1,12
0,85	1,08	1,06	1,07	1,06	1,10	1,12	1,09	1,06	1,14	1,12	1,09	1,05	1,14	1,12	1,09	1,06
1,00	1,00	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
1,15	0,91	0,94	0,92	0,94	0,89	0,90	0,92	0,94	0,87	0,90	0,91	0,94	0,88	0,90	0,92	0,94
1,30	0,82	0,86	0,85	0,87	0,79	0,79	0,84	0,88	0,75	0,81	0,86	0,89	0,78	0,81	0,84	0,88
							$C_v^р = 0{,}70$									
0,55	1,32	1,26	1,27	—	1,42	1,42	1,29	—	1,60	1,42	1,29	—	1,59	1,42	1,30	—
0,70	1,22	1,19	1,17	1,12	1,28	1,28	1,18	1,12	1,36	1,26	1,19	1,11	1,35	1,27	1,19	—
0,85	1,10	1,11	1,08	1,06	1,17	1,12	1,09	1,06	1,14	1,12	1,09	1,05	1,14	1,12	1,09	—
1,00	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,100
1,15	0,89	0,89	0,91	0,93	0,86	0,88	0,91	0,94	0,87	0,89	0,93	0,94	0,88	0,90	0,92	—

Примечание. Коэффициенты K для промежуточных значений C_v (а также α_p и $P\%$) могут быть определены интерполяцией.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3
Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

V. ОШИБКИ ВО ВНУТРИГОДОВОМ РАСПРЕДЕЛЕНИИ СТОКА

Распределение стока в году, как известно, оказывает влияние на величину полезной (регулирующей) емкости водохранилища.

Поэтому ошибки или неточности в расчетном внутригодовом колебании стока, очевидно, должны повлиять на расчетную обеспеченную отдачу водоема.

Ошибки в учете внутригодового распределения стока имеют характер:

а) ошибок, происходящих в результате неправильного моделирования режима речного стока;

б) отклонений от расчетного гидрографа в результате производимых с течением времени агролесомелиоративных или водохозяйственных мероприятий в бассейне реки.

Для выявления влияния на отдачу водохранилища ошибок во внутригодовом распределении стока (точнее — в оценке межени) в качестве расчетной межени принято $m = 0{,}40$ (примерная величина для большинства малых рек Украины и других районов СССР), а в качестве отклонений от нее (с определением изменения в отдаче) рассмотрены $m = 0{,}20$, $0{,}30$, $0{,}50$ и $0{,}60$.

Размеры влияния этих отклонений на отдачу водохранилища при данных исходных (расчетных) характеристиках последнего представлены в табл. 3, из которой видно, что:

а) влияние ошибки во внутригодовом распределении стока сглаживается с увеличением любого из следующих факторов (в отдельности): зарегулированности стока α_p, коэффициента вариации C_v и обеспеченности отдачи водохранилища $P\%$;

б) при достаточно высоких α_p, C_v и $P\%$ практически возможные и достаточно большие ошибки во внутригодовом распределении стока (в величине m) не оказывают существенного влияния на отдачу водоема.

Так, при $\alpha_p = 0{,}65$, $C_v = 0{,}40$ и $P = 85\%$ изменение m на 25% в ту и другую сторону от ее расчетной величины $m = 0{,}40$ вызывает изменение отдачи водохранилища всего лишь на 6%.

Пример. Пусть водохранилище запроектировано и построено на отдачу $\alpha_p^p = 0{,}50$ при обеспеченности $P = 97\%$, $C_v = 0{,}50$ и $m = 0{,}40$.

С течением времени колхозно-прудовое строительство в бассейне водохранилища снизило меженный приток[1] к водохранилищу с $m = 0{,}40$ до $m = 0{,}20$. Какова при этом будет отдача водохранилища?

---

[1] В зависимости от режима прудов величина m может быть и увеличена по сравнению с естественной, как, например, при рыбохозяйственном их использовании, с заполнением весной и ежегодным последовательным опорожнением в течение лета — осени.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

По табл. 3 для указанных выше $P\%$, C_v и α_p непосредственно находим, что при $m = 0{,}20$ (вместо $m = 0{,}40$) отдача водохранилища будет составлять 0,91 (или 91%) от расчетной, т. е.

$$\alpha_p^{\text{п}} = 0{,}91 \cdot 0{,}50 = 0{,}455.$$

VI. ОШИБКИ В «МЕРТВОМ» ОБЪЕМЕ

Величина мертвого объема назначается как по условиям заиления водоема, так и по ряду требований санитарного, технического и хозяйственного характера (недопущение мелководных зон, создание необходимого напора или отметки ГМО, развитие рыбоводства и др.).

Определение мертвого объема, в зависимости от заиления водохранилища (что обычно принято для водохранилищ водоснабжения), связано с величиной среднегодового стока (и условиями эрозии в бассейне реки).

Поэтому мертвый объем водохранилищ водоснабжения принято назначать в долях от среднегодового стока [1] (так же, как и полезные составные части емкости: многолетнюю и сезонную) и в связи с этим ошибка в стоковых расчетах (или в оценке эрозионных условий [2]) должна вызвать изменение принятой величины мертвого объема.

Кроме того, уже после постройки водохранилища может возникнуть необходимость изменения его проектного мертвого объема по различным эксплуатационно-техническим или хозяйственным соображениям.

В том и другом случае вполне целесообразно знать, в какой мере отразится на расчетную (обеспеченную) отдачу водохранилища то или иное изменение его мертвого объема без изменения общей емкости водохранилищ.

Иначе говоря, изменение мертвого объема при этом происходит лишь за счет соответствующего изменения (увеличения или уменьшения) полезной или регулирующей части водоема.

---

[1] Не составляет, конечно, труда пересчитать на такое же относительное измерение мертвый объем, определяемый вне связи с величиной среднегодового стока и назначаемый по условиям отметок или напора, глубины или акватории (как, например, для ирригации, энергетики, рыбоводства и др.).

[2] Которые с течением времени также могут быть изменены при укреплении оврагов и прилегающих к ним склонов, оставлении целинной зоны вокруг водоема, улучшении условий культивации почвы в бассейне реки и т. п.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Таблица 3

Значения коэффициентов K при отклонении действительной величины модуля $m_д$ от расчетной $m_р = 0,40$

$$K\frac{\alpha^д_р}{\alpha^р_р} = f(\alpha^р_р, P, C_v, m_д) \text{ при } m_р = 0,40$$

P %	$P = 75\%$				$P = 85\%$				$P = 95\%$				$P = 97\%$			
$\alpha^р_р$ / $m_д$	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80
						$C_v = 0,30$										
0,20	Естественный сток	0,64	0,73	0,79	0,53	0,67	0,74	0,91	0,61	0,73	0,89	0,93	0,65	0,76	0,89	0,94
0,30		0,82	0,86	0,91	0,77	0,84	0,88	0,96	0,81	0,87	0,94	0,97	0,83	0,88	0,94	0,97
0,40		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,50		1,19	1,16	1,05	1,24	1,17	1,11	1,04	1,20	1,13	1,06	1,03	1,19	1,10	1,06	1,03
0,60		1,38	1,24	1,10	1,48	1,34	1,18	1,08	1,39	1,21	1,12	1,06	1,36	1,18	1,11	1,05
						$C_v = 0,40$										
0,20	0,53	0,64	0,75	0,91	0,59	0,71	0,85	0,92	0,70	0,88	0,90	0,95	0,73	0,88	0,91	0,96
0,30	0,76	0,83	0,88	0,95	0,80	0,86	0,94	0,96	0,85	0,94	0,96	0,97	0,86	0,94	0,96	0,98
0,40	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,50	1,24	1,17	1,13	1,04	1,20	1,14	1,06	1,04	1,16	1,07	1,04	1,02	1,14	1,07	1,04	1,02
0,60	1,50	1,24	1,19	1,08	1,41	1,25	1,12	1,07	1,29	1,14	1,09	1,04	1,22	1,14	1,08	1,04
						$C_v = 0,50$										
0,20	0,59	0,70	0,80	0,92	0,65	0,77	0,90	0,93	0,79	0,89	0,92	0,97	0,89	0,91	0,94	0,97
0,30	0,80	0,85	0,92	0,96	0,83	0,89	0,95	0,97	0,90	0,94	0,96	0,98	0,94	0,95	0,97	0,99

Таблица 3 (продолжение)

P %	$P = 75\%$				$P = 85\%$				$P = 95\%$				$P = 97\%$			
$m_д$ \ α_p^p	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80
							$C_v = 0,50$									
0,40	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,50	1,23	1,16	1,05	1,04	1,17	1,08	1,05	1,03	1,07	1,06	1,03	1,02	1,07	1,05	1,03	1,01
0,60	1,44	1,29	1,11	1,07	1,34	1,15	1,10	1,06	1,14	1,12	1,06	1,03	1,14	1,11	1,06	1,03
							$C_v = 0,60$									
0,20	0,62	0,73	0,91	0,93	0,70	0,90	0,92	0,94	0,88	0,90	0,94	0,98	0,89	0,92	0,95	0,98
0,30	0,82	0,87	0,95	0,97	0,86	0,95	0,96	0,97	0,94	0,95	0,97	0,99	0,94	0,95	0,98	0,99
0,40	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,50	1,20	1,13	,0 5	1,03	1,14	1,07	1,05	1,03	1,07	1,05	1,03	1,01	1,06	1,04	1,02	1,01
0,60	1,39	1,20	1,10	1,07	1,25	1,13	1,09	1,05	1,14	1,10	1,05	1,02	1,14	1,08	1,04	1,02
							$C_v = 0,70$									
0,20	0,68	0,81	0,91	0,93	0,80	0,90	0,92	0,95	0,90	0,92	0,95	0,98	0,91	0,94	0,96	0,99
0,30	0,85	0,92	0,95	0,97	0,91	0,95	0,96	0,97	0,95	0,96	0,98	0,99	0,96	0,97	0,98	1,0
0,40	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,50	1,16	1,06	1,04	1,03	1,07	1,06	1,03	1,02	1,07	0,04	1,02	1,01	1,06	1,03	1,02	1,0
0,60	1,34	1,12	1,09	1,06	1,14	1,11	1,07	1,04	1,13	1,07	1,04	1,02	1,11	1,06	1,03	1,01

Примечание. Коэффициенты K для промежуточных значений $m_д$ (а также α, P % и C_v) могут быть определены интерполяцией.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3
Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Размерность мертвого объема для удобства распространения расчетов на все случаи практики принята в относительных величинах (по отношению к среднегодовому стоку). За исходную (расчетную) величину мертвого объема принята $\beta^{р}_{м.\,о} = 0{,}10$.

Соответствующие различным изменениям мертвого объема (вместо принятого $\beta^{р}_{м.\,о} = 0{,}10$) величины отдачи водохранилища $\alpha^{р}_{р}$ (в долях от расчетной) для различных $P\,\%$, C_v и $\alpha^{р}_{р}$ приведены в табл. 4, из которой видно следующее:

а) Роль ошибки в мертвом объеме сглаживается с увеличением любого из следующих факторов (в отдельности): зарегулированности $\alpha^{р}_{р}$, коэффициента вариации годового стока C_v и обеспеченности отдачи водохранилища $P\%$.

б) При достаточно высоких коэффициентах зарегулирования $\alpha^{р}_{р}$, коэффициенте вариации C_v и обеспеченности $P\,\%$ практически возможные и достаточно большие ошибки в величинах мертвых объемов не оказывают существенного влияния на отдачу водоема.

Так, при $\alpha^{р}_{р} = 0{,}65$, $C_v = 0{,}40$ и $P = 85\%$ изменение мертвого объема на половину принятой величины (в ту и другую сторону) влияет на отдачу водохранилища в пределах 4—5%.

Пример. Водохранилище запроектировано на отдачу $\alpha^{р}_{р} = 0{,}50$ при обеспеченности $P = 97\%$, $C_v = 0{,}40$, $m = 0{,}40$, $\beta^{р}_{м.\,о} = 0{,}10$. В эксплуатационных условиях потребовалось переоборудовать водохранилище с увеличением мертвого объема в два раза. Спрашивается, как при этом изменится отдача водоема?

По табл. 4, для указанных выше $P\,\%$, C_v и $\alpha^{р}_{р}$ сразу же находим, что при $\beta^{д}_{м.\,о} = 0{,}20$ (вместо $\beta^{р}_{м.\,о} = 0{,}10$) отдача водохранилища будет составлять 0,87 (или 87%) от расчетной, т. е.

$$\alpha^{д}_{р} = 0{,}87 \cdot 0{,}50 = 0{,}435.$$

VII. ОШИБКИ В НАЗНАЧЕНИИ ОБЕСПЕЧЕННОСТИ ОТДАЧИ ВОДОХРАНИЛИЩА

Эти ошибки не принадлежат к категории гидрологических и приводятся здесь потому, что, во-первых, обеспеченность, как и гидрологические характеристики, относится к исходным элементам для задания водохозяйственного регулирования, а во-вторых, имеется в виду свести в одно целое анализ возможных отклонений в каждом из всех исходных параметров для расчета (хотя обеспеченность и занимает при этом обособленное положение).

Ошибки (отклонения) в обеспеченности могут происходить:

1) в результате отступления от инструктивных требований для водообеспеченности в данной отрасли водного хозяйства;

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Таблица 1

Значения коэффициентов K при отклонении действительного мертвого объема водохранилища $\left(\beta^{д}_{м.\,о}\right)$ от расчетного $\left(\beta^{р}_{м.\,о}\right)$

$$K = \frac{\alpha^{д}_{р}}{\alpha^{р}_{р}} = f\left(\alpha^{р}_{р},\ P,\ C_v,\ \beta^{д}_{м.\,о}\right) \text{ при } \beta^{р}_{м.\,о} = 0{,}10 \text{ и } m = 0{,}40$$

P %	$P = 75\%$				$P = 85\%$				$P = 95\%$				$P = 97\%$			
$\beta^{д}_{м.\,о}$ \ $\alpha^{р}_{р}$	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80
						$C_v = 0{,}30$										
0,25	Естественный сток	Естественный сток	0,73	0,80	Естественный сток	Естественный сток	0,72	0,90	Естественный сток	0,64	0,85	0,93	Естественный сток	0,64	0,86	0,93
0,20	То же	То же	0,82	0,88	То же	0,76	0,82	0,94	То же	0,76	0,91	0,96	То же	0,76	0,91	0,96
0,15	»	0,88	0,91	0,95	»	0,88	0,91	0,97	0,82	0,88	0,95	0,98	0,83	0,88	0,96	0,98
0,10	»	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,05	1,26	1,12	1,09	1,03	1,17	1,12	1,08	1,03	1,17	1,13	1,04	1,02	1,17	1,09	1,04	1,02
0,00	1,43	1,24	1,19	1,06	1,34	1,24	1,13	1,05	1,34	1,19	1,09	1,04	1,34	1,18	1,07	1,03
						$C_v = 0{,}40$										
0,25	Естественный сток	Естественный сток	0,73	0,91	Естественный сток	0,64	0,80	0,92	Естественный сток	0,73	0,87	0,95	Естественный сток	0,80	0,89	0,96
0,20	То же	0,76	0,82	0,94	То же	0,76	0,88	0,95	0,66	0,85	0,92	0,97	0,66	0,87	0,93	0,98
0,15	»	0,88	0,91	0,97	»	0,88	0,95	0,98	0,83	0,93	0,96	0,99	0,83	0,94	0,97	0,99
0,10	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,05	1,17	1,12	1,10	1,03	1,17	1,12	1,04	1,02	1,17	1,06	1,03	1,01	1,16	1,07	1,03	1,01
0,00	1,34	1,24	1,14	1,05	1,34	1,22	1,08	1,04	1,32	1,13	1,06	1,02	1,25	1,13	1,05	1,02
						$C_v = 0{,}50$										
0,25	Естественный сток	0,64	0,75	0,92	Естественный сток	0,65	0,86	0,93	0,50	0,81	0,90	0,97	0,63	0,83	0,92	0,98

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Таблица 4 (продолжение)

P,%	$P = 75\%$				$P = 85\%$				$P = 95\%$				$P = 97\%$			
$\beta^{д}_{м.\,о}$ \ $\alpha_{р}^{р}$	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80
						$C_v = 0,50$										
0,20	Естественный сток	0,76	0,84	0,95	Естественный сток	0,77	0,91	0,96	0,67	0,87	0,93	0,98	0,79	0,89	0,95	0,99
0,15	То же	0,88	0,93	0,98	0,83	0,88	0,96	0,98	0,86	0,94	0,97	0,99	0,92	0,95	0,97	0,99
0,10	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,05	1,17	1,12	1,04	1,03	1,16	1,07	1,03	1,02	1,08	1,05	1,02	1,01	1,09	1,05	1,02	1,01
0,00	1,34	1,24	1,07	1,05	1,33	1,13	1,07	1,03	1,18	1,11	1,05	1,02	1,18	1,10	1,04	1,02
						$C_v = 0,60$										
0,25	Естественный сток	0,64	0,89	0,93	Естественный сток	0,82	0,89	0,94	0,71	0,84	0,92	0,98	0,72	0,85	0,94	0,98
0,20	То же	0,76	0,92	0,95	0,66	0,89	0,93	0,96	0,81	0,90	0,95	0,99	0,82	0,90	0,96	0,99
0,15	0,83	0,88	0,97	0,98	0,83	0,95	0,97	0,98	0,90	0,95	0,98	0,99	0,91	0,95	0,98	1,00
0,10	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,05	1,17	1,12	1,04	1,02	1,17	1,06	1,04	1,02	1,08	1,05	1,02	1,0	1,08	1,04	1,02	1,00
0,00	1,34	1,18	1,07	1,04	1,27	1,12	1,07	1,03	1,17	1,09	1,04	1,01	1,16	1,08	1,03	1,01
						$C_v = 0,70$										
0,25	Естественный сток	0,68	0,89	0,93	0,52	0,83	0,90	0,95	0,75	0,85	0,95	0,98	0,76	0,90	0,96	0,98
0,20	То же	0,80	0,92	0,95	0,69	0,89	0,93	0,97	0,83	0,91	0,97	0,99	0,84	0,93	0,97	0,99
0,15	0,83	0,91	0,97	0,98	0,86	0,95	0,97	0,99	0,92	0,95	0,98	1,00	0,93	0,97	0,99	1,00
0,10	1,00	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,05	1,17	1,05	1,03	1,02	1,09	1,05	1,03	1,01	1,08	1,04	1,02	1,00	1,08	1,03	1,01	1,00
0,00	1,34	1,10	1,06	1,04	1,18	1,11	1,05	1,03	1,16	1,07	1,03	1,01	1,14	1,06	1,03	1,01

Примечание. Коэффициенты K для промежуточных значений $\beta^{д}_{м.\,о}$ (а также $\alpha_{р}$, C_v и P%) могут быть определены интерполяцией.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

2) в результате перевода водохранилища в период его эксплуатации на обслуживание иного (не предусмотренного проектом) водопотребителя с иными требованиями надежности водообеспечения;

3) в результате допущения в отдельные годы эксплуатации отклонения в отдаче водохранилища (кроме расчетных перебоев).

Во всех этих случаях водохранилище с заданной расчетной емкостью (при данных $\alpha_р$, C_v, $P_р$ и $m = 0{,}40$) пересчитывается по своей отдаче с расчетной обеспеченности ($P_р$) на действительную ($P_д$).

Размеры влияния ошибок (отклонений) в обеспеченности отдачи водохранилища на величину последней приведены в табл. 5, из которой видно, например, что перевод обеспеченности водохранилища с 95 на 97% или с 97 на 95% (при одной и той же емкости водохранилища) отражается на изменении отдачи в размере 4—9% (при $C_v = 0{,}30—0{,}70$ и $\alpha_р^р = 0{,}35—0{,}80$).

Примеры. 1. Водохранилище работает с отдачей $\alpha_р^р = 0{,}65$ при $C_v = 0{,}50$, $m = 0{,}40$ и $P_р = 95\%$. Некоторое время (до окончания строительства дополнительного водохранилища) это водохранилище должно было обеспечивать повышенную отдачу, а именно $\alpha_р^д = 0{,}75$. С какой обеспеченностью при этом работало водохранилище?

По коэффициенту $K = \frac{0{,}75}{0{,}65} = 1{,}16$ при указанных выше $P_р$, $\alpha_р^р$, C_v и m по табл. 5 находим $P_д = 85\%$.

2. Как изменится отдача рассмотренного водохранилища в связи с тем, что его (после постройки дополнительного водохранилища) предположено перевести на обеспеченность $P_д = 97\%$?

По табл. 5 при указанных выше параметрах водохранилищ и стока находим, что при $P_д = 97\%$ (вместо $P_р = 95\%$) отдача будет составлять 0,94 (или 94)% от расчетной, т. е.

$$\alpha_р^д = 0{,}94 \times 0{,}65 = 0{,}61.$$

VIII. КОМБИНИРОВАННЫЕ ОШИБКИ

Установление стоковых параметров иногда по недостаточно доброкачественным гидрометрическим данным или порознь по различным источникам, а также возможные изменения в водном балансе бассейна за период эксплуатации водохранилища бывают связаны и с группами одновременных гидрологических ошибок (в отличие от одиночных ошибок в том или ином из параметров, рассмотренных выше).

Комплекс одновременных ошибок в исходных гидрологических нормативах может быть самым разнообразным. Поэтому и влияние комбинированных ошибок на полезную отдачу может быть весьма различным в зависимости от характера ошибочных

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Таблица 5

Значение коэффициентов K при отклонении действительной обеспеченности отдачи $P_д$ от расчетной $P_р$

$$K = \frac{\alpha_p^д}{\alpha_p^p} = f(\alpha_p^p,\ C_v,\ P_р,\ P_д) \quad \text{при } m = 0{,}40$$

$P_д$, %	$P_д = 75\%$				$P_д = 85\%$				$P_д = 95\%$				$P_д = 97\%$			
C_v \ α_p^p	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80	0,35	0,50	0,65	0,80
							$P_р = 75\%$									
0,30	—	1,0	1,0	1,0	—	0,91	0,93	0,93	—	0,78	0,84	0,81	—	0,75	0,80	0,78
0,40	1,0	1,0	1,0	1,0	0,86	0,90	0,92	0,92	0,64	0,74	0,76	0,79	0,57	0,71	0,70	0,75
0,50	1,0	1,0	1,0	1,0	0,82	0,87	0,86	0,90	0,59	0,70	0,68	0,77	0,54	0,64	0,63	0,73
0,60	1,0	1,0	1,0	1,0	0,81	0,85	0,86	0,89	0,57	0,61	0,68	0,75	0,52	0,55	0,63	0,71
0,70	1,0	1,0	1,0	1,0	0,79	0,79	0,86	0,89	0,55	0,57	0,68	0,74	0,49	0,52	0,63	0,69
							$P_р = 85\%$									
0,30	1,13	1,09	1,07	1,07	1,0	1,0	1,0	1,0	0,82	0,88	0,89	0,89	0,77	0,84	0,85	0,86
0,40	1,14	1,11	1,11	1,08	1,0	1,0	1,0	1,0	0,79	0,85	0,84	0,88	0,73	0,80	0,79	0,84
0,50	1,17	1,13	1,13	1,10	1,0	1,0	1,0	1,0	0,77	0,78	0,83	0,87	0,71	0,71	0,78	0,82
0,60	1,19	1,20	1,13	1,10	1,0	1,0	1,0	1,0	0,74	0,78	0,83	0,85	0,67	0,72	0,77	0,80
0,70	1,24	1,20	1,13	1,10	1,0	1,0	1,0	1,0	0,69	0,78	0,83	0,83	0,62	0,72	0,76	0,77
							$P_р = 95\%$									
0,30	1,30	1,21	1,24	1,18	1,17	1,12	1,15	1,10	1.0	1,0	1,0	1.0	0,94	0,96	0,96	0,96
0,40	1,37	1,34	1,26	1,20	1,22	1,22	1,15	1,12	1,0	1,0	1,0	1,0	0,94	0,94	0,95	0,96
0,50	1,43	1,40	1,28	1,21	1,25	1,22	1,16	1,14	1,0	1,0	1,0	1,0	0,92	0,93	0,94	0,96
0,60	1,61	1,40	1,31	1,22	1,32	1,22	1,18	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	0,91	0,93	0,94	0,95
0,70	1,61	1,40	1,32	1,23	1,32	1,22	1,20	1,18	1,0	1,0	1,0	1,0	0,91	0,93	0,93	0,94
							$P_р = 97\%$									
0,30	1,36	1,25	1,28	1,20	1,23	1,16	1,18	1,14	1,04	1,04	1,04	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0
0,40	1,41	1,43	1,30	—	1,27	1,27	1,20	1,16	1,06	1,06	1,05	1,04	1,0	1,0	1,0	1,0
0,50	1,59	1,46	1,34	—	1,41	1,29	1,22	1,17	1,08	1,07	1,06	1,04	1,0	1,0	1,0	1,0
0,60	1,69	1,47	1,37	—	1,39	1,29	1,25	—	1,08	1,07	1,07	1,04	1,0	1,0	1,0	1,0
0,70	1,69	1,48	1,41	—	1,39	1,31	1,28	—	1,08	1,08	1,08	—	1,0	1,0	1,0	1,0

Примечание. Коэффициенты K для промежуточных значений P % (а также α_p и C_v) могут быть определены интерполяцией.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

параметров, количества их, величины ошибок (по абсолютному значению и знаку) и т. п., но учет всего многообразия возможных комбинаций ошибок является задачей исключительно трудной.

В результате рассмотрения ряда различных таких комбинаций было установлено, что изменение отдачи водохранилища при комбинации небольших ошибок может быть оценено как произведение коэффициентов K по табл. 1—5.

Такая схема учета роли комбинированных ошибок вполне приемлема, если последние не превышают $\pm 15\%$, и является в некоторой мере приближенной для ошибок более 30% по всем параметрам.

Примеры. 1. Водохранилище и сток характеризуются следующими расчетными параметрами:

$$C_v^{\text{р}} = 0{,}50,\ m_{\text{р}} = 0{,}40,\ \alpha_{\text{р}}^{\text{р}} = 0{,}65,\ P_{\text{р}} = 97\%,$$

$$\beta_{\text{пол}} = \beta_{\text{м}} + \beta_{\text{с}} = 0{,}81,\ \text{а}\ \beta_{\text{м. о}}^{\text{р}} = 0{,}10.$$

Как изменится отдача водоема, если считать, что $C_v^{\text{д}} = 0{,}575$, а $m_{\text{д}} = 0{,}50$?

По табл. 2 и 3 находим соответственно величины K: 0,92 и 1,03. При этом отдача будет составлять $0{,}92 \cdot 1{,}03 = 0{,}95$ (или 95%) от расчетной, т. е.

$$\alpha_{\text{р}}^{\text{д}} = 0{,}95 \cdot 0{,}65 = 0{,}617,$$

чему соответствует $\beta_{\text{пол}} = 0{,}815$.

2. Как изменится отдача водоема по условиям предыдущего примера, если принять: $C_v^{\text{д}} = 0{,}575$, $m_{\text{д}} = 0{,}60$, $\beta_{\text{м. о}}^{\text{д}} = 0{,}20$?

Произведение коэффициентов по табл. 2, 3 и 4 составляет:

$$0{,}92 \cdot 1{,}06 \cdot 0{,}95 = 0{,}926,$$

$$\alpha_{\text{р}}^{\text{д}} = 0{,}926 \cdot 0{,}65 = 0{,}602,$$

чему соответствует $\beta_{\text{пол}} = 0{,}70$ (вместо 0,71).

3. Как изменится зарегулированность стока, если в условиях первого примера изменить некоторые расчетные характеристики на следующие действительные: $q_0^{\text{д}} = 1{,}30 q_0^{\text{р}}$, $m_{\text{д}} = 0{,}20$, $P_{\text{д}} = 95\%$?

Произведение коэффициентов по табл. 1, 3 и 5 равно:

$$0{,}90 \cdot 0{,}94 \cdot 1{,}06 = 0{,}896;$$

$$\alpha_{\text{р}}^{\text{д}} = 0{,}896 \cdot 0{,}65 = 0{,}582,$$

чему соответствует $\beta_{\text{пол}} = 0{,}64$ $\left(\text{вместо } \beta_{\text{пол}} = \dfrac{0{,}81}{1{,}30} = 0{,}62\right)$.

При этом абсолютная действительная отдача будет составлять $\dfrac{0{,}582 \cdot 1{,}30}{0{,}65} = 1{,}164$ (или 116,4%) от расчетной.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

ЛИТЕРАТУРА

1. Журнал «Гидротехн. строительство», № 6, 1939.
2. Журнал «Гидротехн. строительство», № 10—11, 1945.
3. Плешков Я. Ф. Расчет системы водохранилищ на основе теории вероятностей. «Гидротехн. строительство», № 6, 1941.

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие 3

М. П. Фельдман. **Гарантированные мощности и энергия гидроэлектрических станций** 5

Введение 5

Глава I. Назначение водохранилищ гидроэлектрических станций 14

Глава II. Показатели гарантированных мощностей и энергии гидростанций 22

Глава III. Характер неравномерностей нагрузок энергетических систем 26
§ 1. Природа неравномерностей нагрузок 26
§ 2. Методика определения режима нагрузок 30

Глава IV. Структура систем и ремонт, как факторы, влияющие на гарантированные мощности ГЭС 47

Глава V. Гарантированные рабочие и располагаемые мощности гидростанций 52
§ 1. Коэффициент неравномерности рабочих мощностей 52
§ 2. Коэффициент неравномерности располагаемых мощностей 60
§ 3. Характер распределения мощностей 65

Глава VI. Гарантированная выработка энергии гидростанций 70
§ 1. Гарантированная суточная выработка энергии ГЭС 72
§ 2. Гарантированная месячная выработка энергии ГЭС 81
§ 3. Гарантированная годовая выработка энергии ГЭС 86

Глава VII. Влияние резерва на зарегулированность мощностей гидростанций 89

Глава VIII. Типовые характеристики гарантированных мощностей гидростанций 95
§ 1. I типовая характеристика 109
§ 2. II типовая характеристика 111
§ 3. III типовая характеристика 114

Глава IX. Эффективность внутристанционного «дублирования», обусловленного снижением напора. Экономичность использования сезонной мощности ГЭС 123
Литература 138

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Л. Т. Федоров. **Исследования и расчет максимальных расходов снеговых половодий рек Европейской части СССР** 140

Введение 140

Глава I. Схема генезиса половодий и выбор основных интерполяционных характеристик 142
§ 1. Зимнее снегонакопление и образование запасов воды весною 142
§ 2. Средний расход за половодье $Q_{пол}$ как одна из главных интерполяционных характеристик максимальных расходов 146
§ 3. Учет интенсивности и условий весеннего снеготаяния 153
§ 4. Поверхностный сток и формирование половодного гидрографа 165
§ 5. Учет влияния местных особенностей водосборов . . 173

Глава II. Построение формулы максимальных расходов половодий 177
§ 1. Основные положения 177
§ 2. Параметры интерполяционной формулы 178
§ 3. Исходный гидрологический материал 179
§ 4. Построение интерполяционной формулы 181
§ 5. Географическая интерполяция объемов стока половодий 182
§ 6. Схема районирования геоморфологического параметра B 185
§ 7. Коэффициент неодновременности снеготаяния C . . . 189

Глава III. Интерполяция изменчивости максимальных расходов половодий 191
§ 1. Общие замечания 191
§ 2. Исходные данные 192
§ 3. Основные интерполяционные характеристики изменчивости максимальных расходов половодий 194
§ 4. Карта изолиний коэффициентов изменчивости максимальных расходов половодий 198
§ 5. Об учете влияния агролесокультурных мероприятий на величины максимальных расходов воды снеговых половодий 202

Заключение 209

Приложения. 1. Пример вычисления параметров максимальных расходов 210
2. Использованный фактический материал и сопоставление максимальных модулей стока, наблюденных и вычисленных по формуле 212

Литература 236

Я. Ф. Плешков. **Влияние гидрологических изменений и ошибок на отдачу водохранилищ** 239

I. Об ошибках и допусках 239
II. Порядок исследования 241
III. Ошибки в норме стока 244
IV. Ошибки в коэффициенте вариации годового стока 248
V. Ошибки во внутригодовом распределении стока 251

263

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

VI. Ошибки в «мертвом» объеме 252
VII. Ошибки в назначении обеспеченности отдачи водохранилища 255
VIII. Комбинированные ошибки 258
Литература 261

Печатается по постановлению Редакционно-издательского совета Академии Наук СССР

Редактор издательства *Н. М. Тихомиров.* Технический редактор *Е. В. Зеленкова*
Корректоры: *Н. Н. Певцова* и *Т. С. Петрикова*

РИСО АН СССР № 4957. Т-03050. Издат. № 3408 Тип. заказ № 1. Подп. к печ. 23/IV 1952 г. Формат бумаги 60×92¹/₁₆. Печ. л. 16,5. Бум. л. 8,25 Уч.-издат. 16,25. Тираж 1500

Цена 11 р. 35 к. по прейскуранту 1952 г.

2-я тип. Издательства Академии Наук СССР. Москва, Шубинский пер., д. 10.

36

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3

ОПЕЧАТКИ И ИСПРАВЛЕНИЯ

Стр.	*Строка*	*Напечатано*	*Должно быть*
33	10 св.	$\delta_c P' - P''$	$\delta_c P'' - P'$
45	ф-ла (14)	или $\sigma_{мн}$	или $\sigma_{мн} =$
99	Ордината N_{P_τ}/P''_τ верхней фигуры рис. 24а	$0 \div 80\%$	$5 \div 75\%$ (как на рис. 24)
127	11 св.	Правильно здесь имеется	Здесь имеется
194	15 св.	Длительности и периода .	Длительности периода
207	Таблица 18 графа 5.	То же с учетом мероприятий	То же с учетом мероприятий C'_v

Declassified in Part - Sanitized Copy Approved for Release 2013/01/15 : CIA-RDP81-01043R001500040004-3